



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA  
ENG07053 - TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO EM ENGENHARIA  
QUÍMICA



# **Estudo de um Novo Sistema de Separação Primária de Gás-Óleo-Água para Plataformas de Petróleo**

*Autor: Filipe Reolon da Silva*

*Orientador: Jorge Otávio Trierweiler*

Porto Alegre, 03 janeiro de 2013

## Sumário

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	3
2.1	Sistema convencional	3
2.1.1	Tratamento do óleo	4
2.1.2	Tratamento do Gás	5
2.1.3	Tratamento da Água	5
2.2	Sistema <i>Subsea</i>	6
2.2.1	Descrição	6
2.3	Comparação entre Topside e Subsea	8
2.3.1	Vantagens do Subsea	8
2.3.2	Desafios	8
3	Proposta de um Sistema Primário	9
3.1	Descrição	9
3.1.1	Separador Bifásico	10
3.1.2	Hidrociclones	12
3.1.3	Processo Eletrostático	13
3.2	Modelagem matemática	14
3.2.1	Modelagem Fundamental	14
3.2.2	Modelagem Empírica	14
3.2.3	Separador Bifásico	14
3.2.4	Hidrociclones	16
3.2.5	Tratador eletrostático	19
4	Análise do Sistema Proposto	19
4.1	Implementação do modelo	19
4.1.1	Separador Bifásico	20
4.1.2	Hidrociclone	21
4.1.3	Processo eletrostático	22
4.2	Controle do processo	23
4.2.1	Sintonia dos controladores	23
4.3	Simulação do comportamento nominal	24
4.4	Simulação da capacidade de se trabalhar com distúrbios	27
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	31
6	Referências	32

## **Agradecimentos**

Primeiramente, gostaria de agradecer aos meus pais, Leda e Joel. Foram muito importantes para mim nessa jornada e sem dúvida não teria conseguido sem o apoio deles.

Também deixo meu agradecimento especial ao meu professor orientador Dr. Jorge Otávio Trierweiler. Não só por ter me guiado e passado a tranquilidade necessária durante a construção do TCC, mas por me ajudar a descobrir a área na qual me encaixo na engenharia química e também por me possibilitar trabalhar nela.

Todos os professores que tive durante a graduação foram muito importantes, deixo meu agradecimento para eles. Em especial, os professores que me ajudaram nessa parte final da jornada, Prof. Marcelo Farenzena e Prof. Pedro Fernandes.

Agradeço também todos meus colegas da TriSolutions que me possibilitaram uma excelente experiência de estágio. Em especial, o grupo que trabalhou diretamente comigo: Simone, Gustavo, Marco e Viviane.

Um agradecimento especial à mãe do Maurício, Gerci Salete Rodrigues, que, em 2006, numa conversa despreziosa me sugeriu cursar engenharia química.

Gostaria ainda de agradecer a todos meus amigos, feitos na faculdade ou não, pois todos são responsáveis pelas risadas, diversão e por tornar mais feliz o meu dia a dia e assim possível a conclusão do curso.

## Resumo

Cerca de 90% do petróleo produzido no Brasil é proveniente de reservas no fundo do mar, sendo extraído e processado em plataformas *offshore*. A profundidade de lâmina d'água vem aumentando ao longo dos anos e a tendência é que continue a aumentar. Com isso, a evolução das tecnologias de processamento de petróleo é crucial para a manutenção dessa área.

O óleo extraído do fundo do mar chega à superfície numa mistura trifásica, junto com água e gás. Esse fluido trifásico passa pelo processamento primário, que onde as três fases são separadas. A água é descartada ou reinjetada no poço (num processo para aumentar a produtividade), o gás e o óleo, que são os produtos com interesse econômico, são preparados para transporte até a refinaria.

Entre os desafios tecnológicos para plataformas *offshore*, destacam-se a necessidade de se reduzir o tamanho e peso das plataformas. Neste trabalho, é proposto um sistema alternativo para o processo de separação gás-óleo-água, sendo a principal alteração a utilização de hidrociclones para a separação óleo-água ao invés de separadores trifásicos.

O sistema foi simulado em ambiente MATLAB/Simulink a fim de se validar a funcionalidade do processo. Foram simuladas duas condições: para a vazão de entrada de projeto com um degrau de 20% na vazão de líquido e para a vazão de entrada no regime de golfadas. A estratégia de controle para o sistema proposto conta com dois controladores de nível, um controlador de pressão e um de razão de queda de pressão. A sintonia foi feita utilizando-se primeiramente a heurística de Ziegler Nichols e posteriormente refinada com base nos resultados da simulação.

O controle manteve todas as variáveis de interesse próximas do ponto de operação para todas as situações. Apesar da estratégia de controle ter funcionado e mantido a operação do hidrociclone no ponto de maior eficiência, a separação de água e óleo no hidrociclone não foi satisfatória, de modo que a quantidade de água que chega ao tratador eletrostático é maior do que a máxima admitida. Para se tornar esse sistema possível, seria necessária a utilização de um hidrociclone com maior eficiência ou hidrociclones em série refinando a separação até se atingir a separação desejada.

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.1:</b> Evolução da extração de petróleo <i>offshore</i> no Brasil. ....	1
<b>Figura 1.2:</b> Tipos de plataformas. Na ordem da Figura: 1. , 2. e 10. Plataforma Fixa, 3. Compliant tower, 4. e 5. Tension Leg, 6. SPAR, 7. e 8. Plataforma Semisubmersível, 9. FPSO. ....	2
<b>Figura 2.1:</b> Separador trifásico. ....	4
<b>Figura 2.2:</b> Tratador eletrostático. ....	5
<b>Figura 2.3:</b> Estação submarina de processamento de petróleo.....	7
<b>Figura 3.1:</b> Sistema proposto. ....	10
<b>Figura 3.2:</b> Separador bifásico. (PINTO, 2009) .....	11
<b>Figura 3.3:</b> Funcionamento do hidrociclone. (1) <i>underflow</i> ; (2) <i>overflow</i> ; (3) entrada. ....	12
<b>Figura 3.4:</b> Desenho esquemático de um hidrociclone (TRIGGIA et al., 2001).....	13
<b>Figura 3.5:</b> Conjunto de hidrociclones em paralelo. ....	13
<b>Figura 3.6:</b> Parte modelada do hidrociclone.....	17
<b>Figura 4.1:</b> Diagrama de bloco do separador bifásico. ....	20
<b>Figura 4.2:</b> Curva da fração de óleo na corrente de topo em função do <i>split</i> do hidrociclone. ....	21
<b>Figura 4.3:</b> Diagrama de bloco do hidrociclone. ....	22
<b>Figura 4.4:</b> Diagrama de bloco do tratador eletrostático. ....	23
<b>Figura 4.5:</b> Resultados do separador bifásico para o degrau de 10% na carga de líquido. .	24
<b>Figura 4.6:</b> Vazão de saída do líquido no separado bifásico. ....	25
<b>Figura 4.7:</b> Resultados do hidrociclone para o degrau de 10% na carga de líquido. ....	26
<b>Figura 4.8:</b> Resultados da saída de overflow do hidrociclone após a perturbação. ....	26
<b>Figura 4.9:</b> Resultados do tratador eletrostático após a perturbação. ....	27
<b>Figura 4.10:</b> Ciclo de golfadas. (AZEVEDO et al., 2010) .....	27
<b>Figura 4.11:</b> Corrente de entrada com regime de golfadas.....	28
<b>Figura 4.12:</b> Resultados do separador bifásico para o regime de golfadas.....	28
<b>Figura 4.13:</b> Vazão de saída do líquido no separado bifásico. ....	29
<b>Figura 4.14:</b> Vazões de saída do hidrociclone no regime de golfadas. ....	29
<b>Figura 4.15:</b> Vazões de saída do hidrociclone no regime de golfadas. ....	29
<b>Figura 4.15:</b> Resultados do hidrociclone para o regime de golfadas. ....	30
<b>Figura 4.16:</b> Resultados do tratador eletrostático para o regime de golfadas. ....	30

### **Lista de Tabelas**

<b>Tabela 4.1:</b> Parâmetros Separador Bifásico .....	21
<b>Tabela 4.2:</b> Parâmetros Tratador Eletrostático .....	22
<b>Tabela 4.3:</b> Heurística Ziegler e Nichols.....	24
<b>Tabela 4.4:</b> Sintonia final dos controladores. ....	24

## Lista de Símbolos

$C$ : comprimento do separador  
 $CV_G$ : coeficiente de vazão da válvula de gás  
 $CV_L$ : coeficiente de vazão da válvula de líquido  
 $D$ : diâmetro do separador  
 $\varepsilon$ : eficiência do tratador  
 $F_p$ : fator de geometria da tubulação adjacente  
 $\Psi$ : função corrente  
 $G_{in}$ : vazão de entrada de gás  
 $G_{out}$ : vazão de saída de gás  
 $G_g$ : densidade relativa do gás com o ar  
 $h_L$ : altura do líquido  
 $h_W$ : altura da interface óleo-água  
 $M_G$ : massa de gás  
 $M_L$ : massa de líquido no vaso  
 $MM_{ar}$ : massa molar do ar  
 $MM_G$ : massa molar do gás  
 $N_7$ : constante numérica  
 $L_{in}$ : vazão de entrada de líquido  
 $L_{out}$ : vazão de saída de líquido  
 $P$ : pressão no vaso  
 $Q_o$ : vazão na corrente de topo  
 $Q_{in}$ : vazão de entrada  
 $\rho_G$ : densidade do gás  
 $\rho_L$ : densidade do líquido  
 $\rho_f$ : densidade relativa do líquido  
 $T$ : temperatura de entrada  
 $V$ : volume do vaso  
 $V_L$ : volume de líquido no vaso  
 $V_G$ : volume de gás  
 $W_{out}$ : Vazão de saída de água.  
 $x_L$ : fração de abertura da válvula  
 $x_G$ : fração de abertura da válvula de gás  
 $Y$ : fator de expansão  
 $Z$ : fator de compressibilidade

## **Lista de Abreviaturas e Siglas**

BOW: Bulk Oil-water Cyclone

BSW: Base Sediment Water

DC: Deoiler Cyclone

FPSO: Floating, Production, Storage and Offloading

GLP: Gás Liquefeito de Petróleo

PDC: Pre Deoiler Cyclone

PIG: Pipeline Inspection Gauge

TEG: Trietilenoglicol

## 1 Introdução

Diferentemente da maioria dos países do mundo, o Brasil possui a maior parte de suas reservas de petróleo, cerca de 90%, no mar e não em terra. Este fato fez com que as tecnologias desenvolvidas mundialmente não se aplicassem ao Brasil, sendo necessários altos investimentos em pesquisa e desenvolvimento. Em 1968, foi construída a primeira plataforma *offshore* no Brasil, entretanto os efeitos econômicos e de exploração eram pequenos, visto que as tecnologias existentes não eram condizentes com a realidade *offshore* brasileira. (COSTA, 2008)

Após 1986, com a evolução dos programas de pesquisa em tecnologia *offshore* no Brasil, a produção petrolífera teve um aumento considerável quebrando, progressivamente, recordes de profundidade de lâmina d'água e obtendo retornos ao investimento cada vez maiores. Em 2012, a Petrobrás extraiu a média de 2,023 milhões de barris por dia. A Figura 1.1 ilustra a evolução da profundidade de lâmina d'água e distância da costa ao longo dos anos. (NETO et al., 2007)

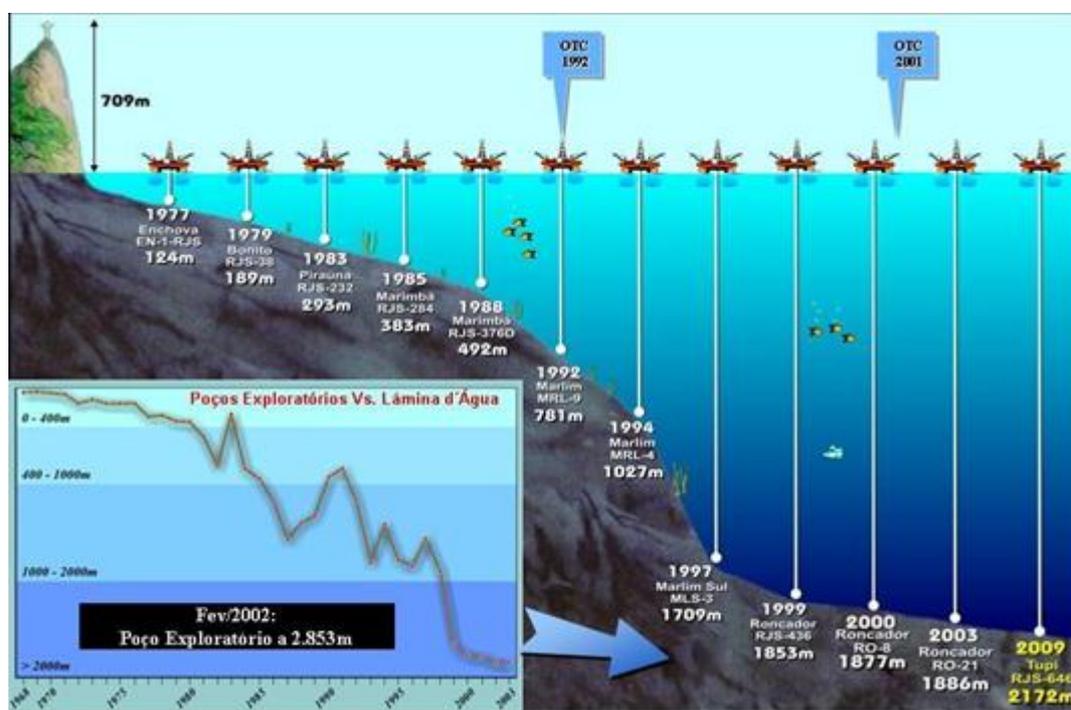


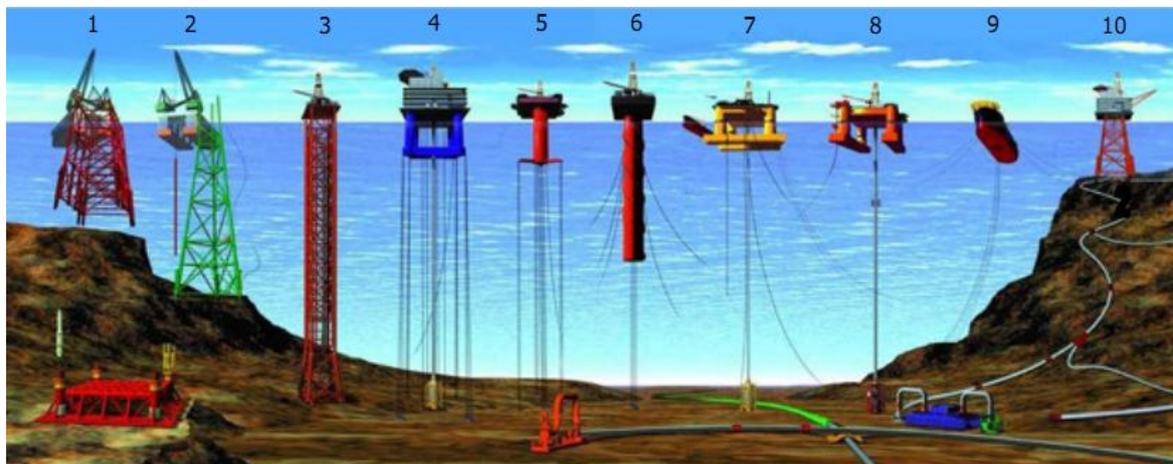
Figura 1.1: Evolução da extração de petróleo *offshore* no Brasil.

Fonte: Apresentação PETROBRAS no jornal Rio das Ostras

De maneira geral, para a exploração marinha, pode-se agrupar todo o processo em três conjuntos tecnológicos distintos que, por sua vez, são os objetos de pesquisa das companhias *offshore*: as plataformas, o sistema de perfuração e o mecanismo de transmissão do petróleo da profundidade do oceano para a plataforma.

As plataformas são o núcleo de perfuração e onde ocorre processamento primário do petróleo. O produto extraído do reservatório é uma mistura trifásica de água, óleo e gás, sendo que somente os dois últimos têm interesse econômico. Essas três fases são separadas no processamento primário; a água é descartada ou reinjetada no reservatório, o óleo e parte do gás são armazenados para depois serem transportados para uma refinaria e outra parte do gás é usado para gerar energia na própria plataforma.

As plataformas se classificam, principalmente, como fixas, auto-eleváveis, tension leg, SPAR, semi-submersíveis, Compliant Tower, navios sonda, FPSO's (Floating, Production, Storage and Offloading). No Brasil, são utilizadas FPSOs e plataformas semi-submersíveis para exploração em águas profundas. A Figura 1.2 ilustra os diferentes tipos de plataformas.



**Figura 1.2:** Tipos de plataformas. Na ordem da Figura: 1. , 2. e 10. Plataforma Fixa, 3. Compliant tower, 4. e 5. Tension Leg, 6. SPAR, 7. e 8. Plataforma Semisubmersível, 9. FPSO.

Fonte: Office of Ocean Exploration and Research (15 December 2008). Types of *Offshore* Oil and Gas Structures.

Desde que o petróleo começou a ser produzido em plataformas *offshore* e a exploração direcionou-se para as águas cada vez mais profundas, uma série de desafios surgiu para a produção.

Dentre todos esses desafios, talvez o maior deles seja o tamanho da plataforma, pois impacta diretamente no custo de construção, instalação e manutenção. É pensando nesse problema que surgiu a ideia de plataformas *subsea*. Nesta plataforma, a separação primária das três fases (água, óleo e gás) é feita no fundo do mar, somente o óleo e o gás sobem à superfície, onde passam por uma separação fina que tem por objetivo alcançar as especificações requeridas antes do seu envio à refinaria. (CHAKRABARTI, 2005)

O modelo *subsea*, entre outras vantagens, tem um grande ganho quanto ao tamanho e peso da plataforma. Porém, para um bom e confiável funcionamento dessa plataforma, os equipamentos devem ser o menor e mais simples possível, sendo que é nessa linha que estão voltadas as pesquisas e desenvolvimentos na área de plataformas *subsea*.

Apesar desse modelo ainda não estar consolidado, parte das técnicas desenvolvidas para ele pode ser aplicada numa plataforma topside. Uma redução no tamanho dos equipamentos do processamento primário impactaria em um grande ganho econômico. Este trabalho de conclusão tem o objetivo estudar justamente a viabilidade de se substituir parte dos processos tradicionais pelos que estão sendo desenvolvidos para a proposta *subsea*. A seção 2 faz uma revisão dos processos empregados atualmente e enquanto que a nova proposta é apresentada na seção 3. Na seção 4 o sistema proposto é simulado para verificar a sua viabilidade, ficando para a seção 5 as principais conclusões dos estudos realizados.

## 2 Revisão Bibliográfica

Plataformas *offshore* de produção de petróleo possuem plantas de processamento para separação do óleo, gás e água produzidos. A qualidade desta separação no local de extração é fundamental para a lucratividade do empreendimento. O bom desempenho das malhas de controle da planta é um dos principais fatores para manter os produtos dentro das especificações de qualidade. Apesar da relativa simplicidade dos processos de separação, estas plantas operam com grande variação de vazão, devido às características dos métodos de elevação e escoamento dos poços produtores.

Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos de facilidades de produção, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário dos fluidos, ou seja:

- a separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito;
- o tratamento de água para a reinjeção ou descarte.

Dependendo do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto que as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para a reinjeção ou descarte. (NUNES, 2010) / (BRASIL, 2011)

### 2.1 Sistema convencional

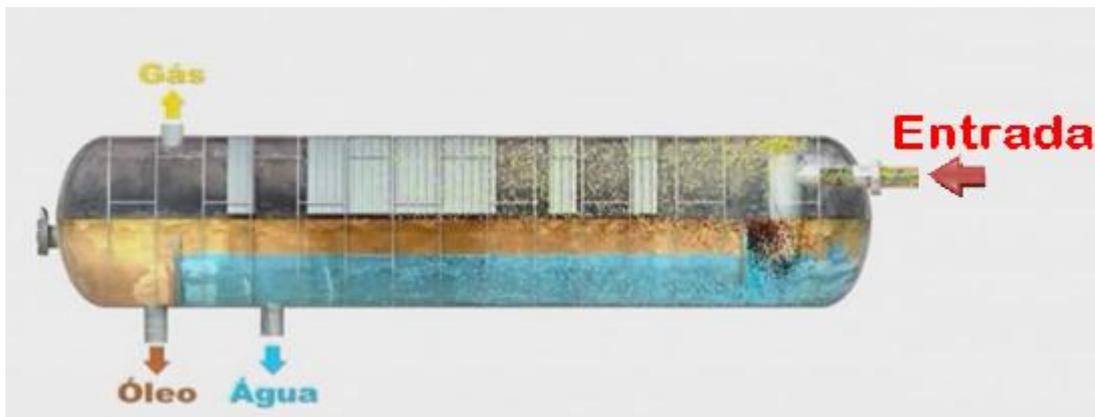
O sistema de processamento primário varia de plataforma para plataforma. Nessa seção será descrito o processo utilizado nas plataformas P-43 e P-48 da Petrobrás localizadas na bacia de Campos.

O petróleo é elevado do piso marinho até a superfície por tubulações especiais chamadas de risers, construídas para resistir às altas pressões exercidas pela imensa coluna d'água. Os risers chegam à plataforma e são conectados aos manifolds, conjunto de válvulas e instrumentos de controle necessários para proporcionar flexibilidade na operação da plataforma. No mesmo módulo do manifold encontram-se os lançadores e receptores de PIG (*"Pipeline Inspection Gauge"*), fundamentais na manutenção das linhas de elevação e equipamentos submarinos. Os PIGs, por ação mecânica, limpam as linhas removendo parafinas e outras substâncias que aderem às paredes internas.

O óleo que chega ao manifold é alinhado para dutos principais chamados *headers*, que são responsáveis pela coleta do óleo proveniente dos diversos poços produtores de petróleo. Assim, o petróleo é direcionado para os pré-aquecedores onde se recupera energia que seria desperdiçada aumentando a temperatura do petróleo em cerca de 5 °C. Em seguida, o petróleo segue para o aquecedor de produção, que são trocadores do tipo casco-tubo. No trocador, água a 180°C cede calor latente ao petróleo aquecendo-o até uma temperatura de 80°C, temperatura ótima para o processo de separação. (BRASIL, 2011)

Após o aquecedor, o óleo é levado para o separador de produção, um vaso separador trifásico onde acontece a separação grosseira das fases água/gás/óleo. A mistura gás-líquido, ao entrar no vaso, choca-se com um defletor de entrada, que provoca uma alteração brusca na direção e velocidade dos fluidos. A parte líquida da mistura desce então por gravidade para o fundo do vaso. A Figura 2.1 mostra o funcionamento do separador trifásico.

A salmoura contendo certa quantidade de óleo, por ser mais densa que a fase oleosa, se acumula na parte inferior do vaso e é removida por controle de nível da interface água-óleo. A parte oleosa passa sobre um vertedor para a seção seguinte do vaso, onde se acumula, e é removida também por controle de nível.

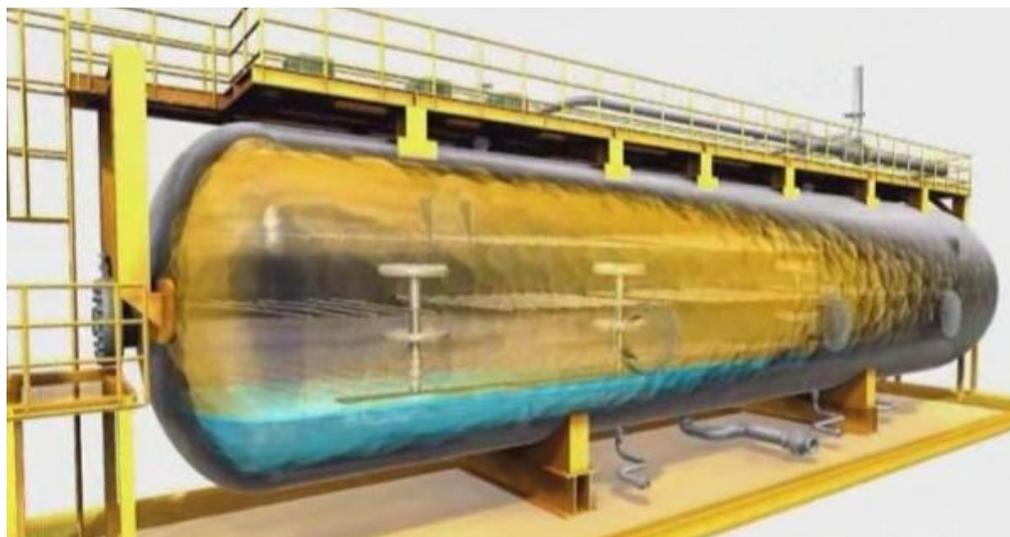


**Figura 2.1:** Separador trifásico.

Fonte: Vídeo apresentação plataformas *offshore* PETROBRAS

### 2.1.1 Tratamento do óleo

O óleo segue para o tratador eletrostático. Esse equipamento tem o objetivo de enquadrar o teor de BSW (*“Base Sediment Water”*), isto é, teor de água e sedimentos. Utiliza-se o campo elétrico como meio de desemulsão; o campo elétrico de corrente alternada provoca um alongamento das gotículas de água em sua direção, criando uma força de atração entre as gotículas próximas, enfraquecendo a película de emulsificantes naturais e induzindo a coalescência. A Figura 2.2 mostra um tratador eletrostático. (NUNES, 2010)



**Figura 2.2:** Tratador eletrostático.

Fonte: Vídeo apresentação plataformas *offshore* PETROBRAS

O óleo que sai do tratador eletrostático é resfriado em um trocador de calor do tipo placas paralelas, onde o fluido de resfriamento é a água do mar. Após ser resfriado a uma temperatura de 53°C, o óleo segue para o seu último estágio de estabilização, o separador atmosférico. Paralelamente, efetua-se a recuperação dos gases separados nesse vaso, maximizando a produção de gás. Finalmente, o óleo segue para o armazenamento.

### 2.1.2 Tratamento do Gás

O gás precisa ser comprimido e desidratado para que possa ser utilizado. Após sair do separador de produção, o gás carrega uma quantidade de líquido que precisa ser retirado antes de chegar ao compressor. Dois vasos, chamados de *safety*, cumprem o papel de separar líquido do gás, minimizando o arraste de líquido para os compressores e assim evitando danos.

O compressor é uma máquina operatriz, ou seja, precisa de porte de energia para funcionar. Normalmente, os compressores são acionados por motores de alta potência com variadores de frequência, que são dispositivos para controle de capacidade da compressão. Cada um dos dois primeiros estágios de compressão é composto de um resfriador de gás e um vaso para separação do condensado que é formado após a compressão e resfriamento do gás, sendo esse condensado reciclado para o estágio anterior.

O gás do segundo estágio de compressão, após o resfriamento, segue para torre de desidratação de gás. Trata-se de uma torre de absorção de água utilizando-se o TEG (trietilenoglicol) como fluido de absorção; esta operação é maximizada pela redução da temperatura e aumento da pressão. Ao sair da torre de TEG, o gás entra no terceiro, e último, estágio de compressão e então está pronto para ser utilizado. (TRIGGIA et al., 2001)

### 2.1.3 Tratamento da Água

A água oleosa proveniente do separador trifásico entra numa bateria de hidrociclones, onde parte do óleo carregado pela água é removida e reciclada para o

sistema de tratamento de óleo. A água, quase isenta de óleos e graxas, passa então pelo pré-aquecedor de óleo antes de entrar no flotador, que é o equipamento responsável pelo polimento final no tratamento de água produzida. Essa água está pronta para ser descartada ou reinjetada no poço.

## 2.2 Sistema *Subsea*

Durante os últimos quarenta anos, com a depleção dos reservatórios terrestres e dos campos marítimos em águas rasas, a produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas ganhou relevância na geopolítica mundial do petróleo. Nesse novo cenário, com lâminas d'água variando entre trezentos e três mil metros, os sistemas submarinos de produção tornaram-se imprescindíveis nas estratégias de desenvolvimento de novos campos das operadoras de petróleo, em particular na plataforma continental brasileira, cujas maiores acumulações encontram-se a profundidades superiores a mil metros.

Na medida em que aumenta a profundidade do campo explorado, resulta: pressão crescente, temperatura decrescente, necessidade de assistência remota, confiabilidade dos equipamentos, necessidade de potência crescente nos equipamentos de transferência, plataformas maiores. Além das dificuldades impostas pela profundidade de lâmina d'água, há também a mudança na característica do óleo para um óleo pesado. Outro ponto crucial é o fato que a composição do poço pode chegar a 90% de água, o que resultaria num desperdício muito grande de energia, visto que a água seria levada a superfície para depois ser devolvida ao poço.

Os óleos leves, também chamados de convencionais, dominaram o cenário de produção ao longo da história da indústria de petróleo. Por dois motivos principais: são mais fáceis de serem produzidos, portanto a um custo menor; óleos leves rendem, depois de refinados, produtos com maior valor agregado, tais como GLP, gasolina, querosene e diesel. Entretanto, a tendência é que os recursos remanescentes associados aos óleos leves tenham uma participação cada vez menor nos recursos naturais de energia disponíveis ao homem, e em contrapartida, aumenta a importância dos recursos associados aos óleos pesados. (FRANÇA, 2006)

Com essa tendência, as pesquisas estão voltadas para aumentar o tempo de vida do reservatório, utilizar melhor a infraestrutura existente e retirar o máximo possível dos reservatórios. É nesse cenário que surgem os sistemas de produção submarinos (*subsea*), onde, além da extração, o processo de separação primário também é feito no fundo do mar.

### 2.2.1 Descrição

Cada sistema submarino de produção é composto basicamente por três tipos de subsistemas: equipamentos submarinos, linhas submarinas e sistemas de controle e alimentação. Entre os equipamentos submarinos, destacam-se as cabeças de poço e as árvores de natal molhadas. Já as linhas flexíveis e os umbilicais são considerados os principais componentes das linhas submarinas. Por fim, as unidades hidráulicas, unidades elétricas e estação de controle mostram-se os mais relevantes elementos do sistema de controle, ainda que se encontrem todos instalados nas plataformas de produção, e não no leito marinho. (YONG, 2010)

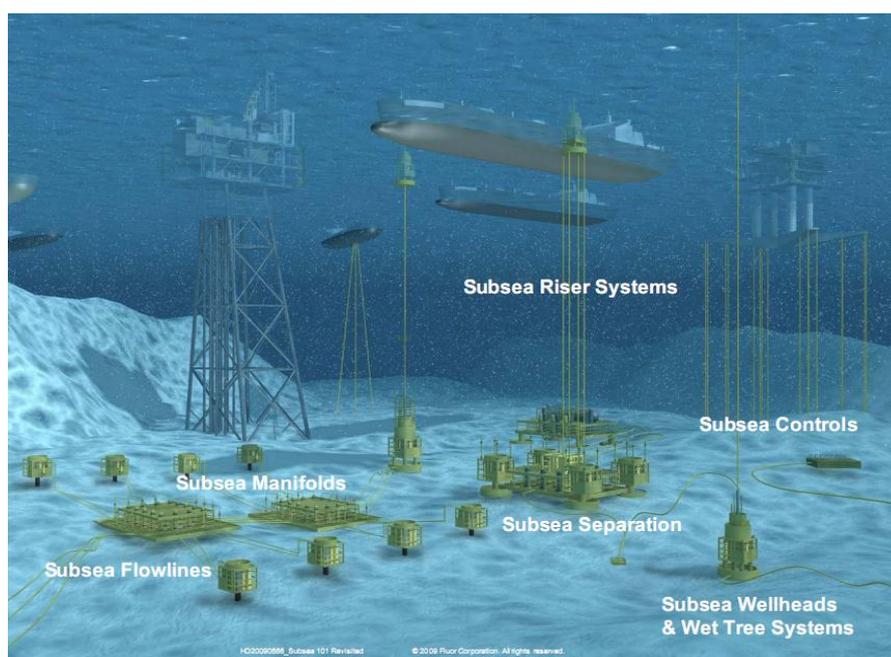
Os sistemas submarinos podem apresentar diversas configurações, variando da mais simples, na qual um único poço, chamado de satélite, encontra-se ligado a uma plataforma fixa, até a mais complexa, em que diversos poços estão interligados a um coletor (manifold) e este a uma unidade flutuante de produção. (COSTA, 2012)

Está claro que a migração para sistemas submarinos é inevitável, é só uma questão de tempo para os avanços tecnológicos tornarem essa opção a mais viável economicamente quando se tratando de extração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

Nas duas últimas décadas, foram grandes os investimentos em pesquisa e desenvolvimento de equipamentos submarinos para processamento primário de petróleo, os quais possibilitam, para águas rasas, a dispensa parcial ou total de uma plataforma para produção. A Figura 2.3 mostra o projeto de uma estação submarina.

Testes em escala industrial já ocorrem em países como Noruega e Brasil, com o intuito de adaptar tais equipamentos às condições de pressão, temperatura e contaminantes dos reservatórios localizados em águas profundas e ultraprofundas. Entre os principais desenvolvimentos, destacam-se:

- Separação Submarina Água-Óleo: separação da água livre produzida juntamente com o petróleo;
- Desidratação Supersônica Submarina de Gás Natural: remoção de moléculas de água dispersas no gás natural;
- Compressão Submarina de Gás Natural: compressão do gás natural para exportação para terra;
- Injeção Submarina de Água Bruta ou de Água Produzida: captação e filtração de água do mar para posterior injeção em reservatórios de petróleo ou reinjeção de água produzida no reservatório do qual foi extraída.



**Figura 2.3:** Estação submarina de processamento de petróleo.  
Fonte: Fluor Corporation.

## 2.3 Comparação entre Topside e Subsea

### 2.3.1 Vantagens do Subsea

Segundo STROMQUIST et al. (1999), os sistemas de produção de petróleo submarinos trazem muitas vantagens, entre elas se destacam:

- Aumento da recuperação de óleo, graças à redução da contrapressão dos risers. Como a água é removida no fundo do mar, a pressão interna do poço necessária para levar o óleo à superfície é muito menor, aumentando assim a vazão de óleo extraído.
- Melhora nas condições de transporte das tubulações, também alcançada pela remoção da água. Problemas como formação de hidratos são evitados. A vazão é mais estável e menor, permitindo a redução no tamanho das tubulações.
- Redução no impacto ambiental, devido à redução no consumo de energia, redução na quantidade de químicos utilizados para evitar corrosão, formação de hidratos, etc. Além disso, prevenção da poluição causada pela água produzida, que pode ser reinjetada no poço.
- Maior segurança das pessoas, já que o sistema é controlado remotamente em condições normais de operação, é necessário um número menor de contingente na plataforma. Isso também possibilita a redução do tamanho das áreas pessoais ocupado na plataforma.
- Redução do tamanho e custo da plataforma, grande parte dos equipamentos do processamento primário estão no fundo do mar e também não há necessidade de equipamentos para o condicionamento e reinjeção da água produzida.

### 2.3.2 Desafios

Apesar das vantagens do sistema de processamento primário (ou parte dele) no fundo do mar, essa opção ainda não é viável tecnicamente. Para tal, existem muitos desafios que a evolução tecnológica deve vencer, entre eles se destacam (FONSECA, 2011):

- i. Tamanho do sistema de processamento primário.

Para ser possível a instalação e manutenção remota, o sistema deve ser uma versão compacta do existente atualmente nas plataformas. Com o intuito de diminuir o tamanho de plantas de tratamento *offshore*, empresas do ramo de petróleo vêm buscando desenvolver e utilizar equipamentos de dimensões reduzidas para fazer a separação de emulsões óleo/água.

Os hidrociclones para águas oleosas se enquadram perfeitamente nessa classe e são bastante interessantes porque ocupam menos espaço em relação aos equipamentos convencionais, além de possuir um tempo de residência muito reduzido (cerca de 2 segundos), acelerando a produção.

## ii. Confiabilidade dos equipamentos.

Devido à profundidade das instalações (podem chegar a três mil metros), a manutenção, ou troca, dos equipamentos seria algo extremamente trabalhoso e com grande impacto negativo na parte financeira. Para contornar esse problema, o sistema é projetado para funcionar por cerca de vinte anos sem a necessidade alterações ou correções.

## iii. Segurança

A ocorrência de falhas em sistemas submarinos na indústria do petróleo pode gerar significativos impactos à segurança das pessoas, instalações e ao meio ambiente. Os impactos à segurança são minimizados com o sistema no fundo do mar, por outro lado, dificulta a ação contra os impactos ambientais, que afetam o bem-estar e a economia nas regiões afetadas, podem demorar anos para que sejam revertidos, ou até mesmo serem irreversíveis.

## iv. Controle do processo.

As necessidades já citadas sobre tamanho e confiabilidade dos equipamentos fazem com que o sistema seja o mais simples possível, diminuindo assim a quantidade de possíveis estratégias de controle. As válvulas são a principal fonte de necessidade de manutenção, visto que a alimentação é em ciclo de golfadas, então as válvulas de controle estão sempre agindo. (ZOLNERKEVIC, 2012)

Enquanto a tecnologia disponível não torna o processo primário submarino a melhor opção, podemos aplicar a metodologia para redução de tamanho dos equipamentos para sistemas de separação na superfície. A redução de tamanho e peso nas plataformas *offshore* significaria um grande impacto econômico e também seria de grande aprendizado para sua utilização no fundo do mar.

O objetivo deste trabalho é propor um sistema alternativo para o processamento primário do petróleo em uma plataforma topside visando redução de tamanho. Para isso serão utilizados hidrociclones para separação óleo/água no lugar de vasos de separação trifásica.

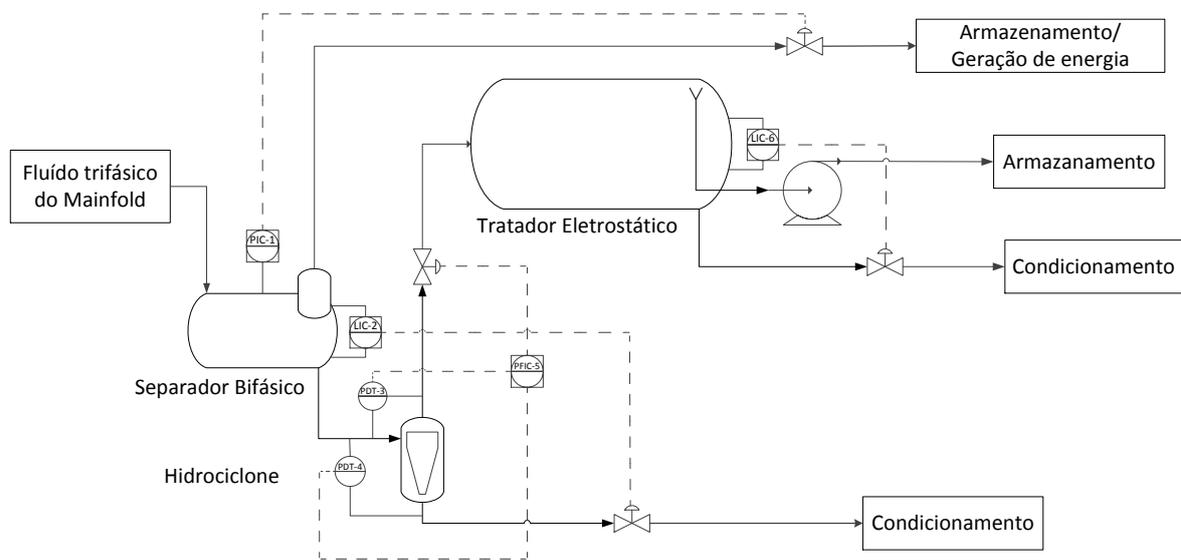
## 3 Proposta de um Sistema Primário

### 3.1 Descrição

O sistema proposto trata da primeira parte do processamento primário, a separação grosseira das três fases. O fluido trifásico chega do *manifold* para um vaso de separação bifásico, onde o gás é separado do líquido. O gás já está pronto para a separação fina, que não será abordada nesse trabalho; o líquido bifásico passa por hidrociclones em paralelo que tem duas saídas, a corrente de topo (*overflow*) e a corrente de fundo (*underflow*).

Na corrente de fundo sai a corrente de água com resquícios de óleo para a separação fina, enquanto que na corrente de topo sai o óleo mais a água emulsionada nele. A corrente de *topo* passa para o tratador eletrostático onde a emulsão é quebrada; a água é reciclada para o estágio anterior e o óleo está pronto para a separação final.

A Figura 3.1 mostra o esquema do sistema já com a estratégia de controle que será abordada posteriormente.



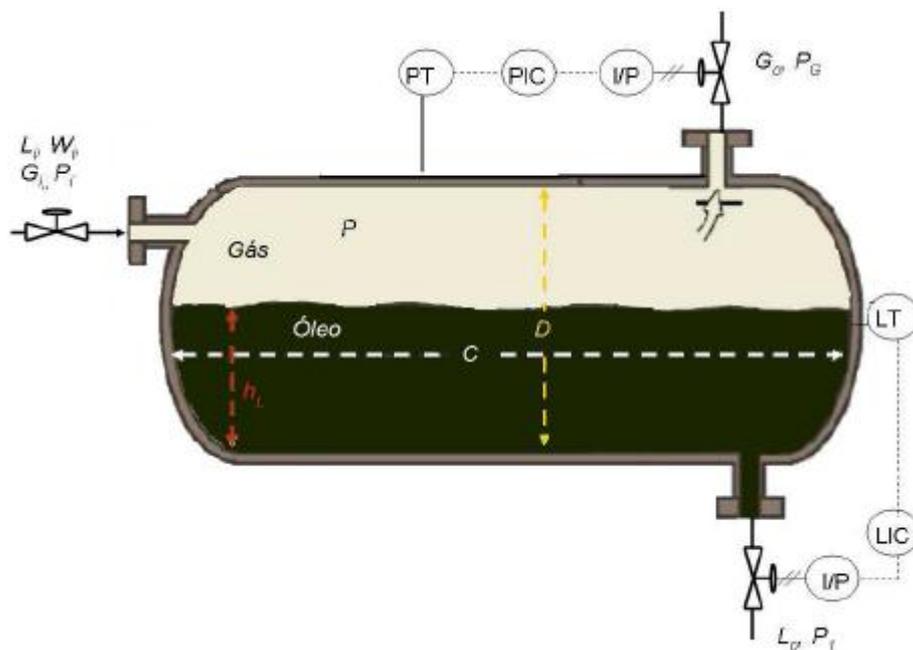
**Figura 3.1:** Sistema proposto.

### 3.1.1 Separador Bifásico

Nos separadores bifásicos, a mistura gás-líquido, ao entrar no vaso, choca-se com um defletor de entrada, que provoca uma alteração brusca na direção e velocidade dos fluidos. A parte líquida da mistura desce então por gravidade para o fundo do vaso, onde se acumula devido a sua maior densidade, sendo retirada por controle de nível. Esse vaso é projetado para ter tempo de residência da fase líquida de 3 a 5 minutos e para valores limites de velocidade do gás a partir da qual pode ocorrer arraste de líquido. (NUNES, 2010)

O gás separado no defletor de entrada, contendo gotas de líquido de diferentes diâmetros, se desloca pela parte superior do vaso, onde as gotas maiores se chocam entre si e com as paredes do vaso, se aglutinam e caem sobre a interface gás-líquido. Algumas gotas têm diâmetro tão pequeno que não são facilmente separadas nesta seção de decantação. Entretanto, antes de deixar o vaso, o gás passa através de uma seção de aglutinação e coalescência composta por aletas de metal, almofada de tela de arame ou placas pouco espaçadas que extraem a névoa presente no fluido. (PINTO, 2009)

Com um teor mínimo de gotículas arrastadas, o gás sai do vaso sob controle de pressão que atua na abertura de uma válvula posicionada na linha de saída do gás. Existem diferentes tipos de eliminadores de névoa que podem ser utilizados, dependendo da eficiência desejada. A Figura 3.2 mostra um separador bifásico.



**Figura 3.2:** Separador bifásico. (PINTO, 2009)

Como todo equipamento de processo o separador também apresenta problemas na operação. A seguir são listados os mais comuns (TRIGGIA et al., 2001):

- Espuma – as impurezas presentes no líquido que chega ao separador são as principais causadoras de espuma. Quando presente, ela dificulta o controle de nível do líquido dentro do separador, ocupa um volume que poderia estar disponível para a coleta de líquido ou para decantação, e pode ser arrastada pela corrente de gás ou de óleo. Portanto, quando for possível prever a formação da espuma, o separador deve ser equipado com dispositivo interno para removê-la, assegurando um tempo e uma superfície coalescedora suficientes para quebrá-la.
- Obstrução de parafinas – operações de separação podem ser afetadas por acúmulo de parafina. As placas coalescedoras na seção líquida e os extratores de névoa na seção gasosa são particularmente susceptíveis a estas obstruções. Quando a parafina é um problema real e potencial, extratores alternativos devem ser considerados e bocas de visitas e orifícios devem ser providenciados para permitir a entrada de vapor ou solvente de limpeza dos elementos internos do separador.
- Areia – a areia que eventualmente chega com o líquido no separador causa erosão nas válvulas, obstrução nos elementos internos e acumula-se no fundo do separador, de onde é removida por jatos de água e drenos. A melhor solução do problema é evitar o carregamento de areia dos reservatórios.
- Arraste – este é um problema típico operacional. O arraste de óleo pela corrente de gás ocorre quando o nível do líquido está muito alto, quando existe algum dano em algum componente interno, formação de espuma, saída de líquido obstruída, projeto impróprio ou simplesmente porque o vaso está operando com produção superior a de projeto. O arraste de gás pelo líquido pode ser um indicativo de nível muito baixo de líquido ou falha no sistema de controle de nível.

### 3.1.2 Hidrociclones

Inicialmente, as plataformas *offshore* empregaram grandes vasos separadores para tratar a água de produção. Os altos custos para acomodar estes sistemas incentivaram o desenvolvimento de hidrociclones para indústria *offshore* de óleo na década de 1980, tornando-se rapidamente equipamentos padrões para a recuperação de óleo de águas de produção. A expansão no uso desses equipamentos é justificada por serem compactos (substituindo equipamentos de grande porte), de fácil operação, baixa manutenção (por não apresentar partes móveis), baixo custo e resistirem aos movimentos da plataforma. Adicionalmente, as forças gravitacionais geradas nos hidrociclones são muito elevadas e, portanto, estes podem ser instalados verticalmente, horizontalmente ou em estruturas móveis.

Os hidrociclones separam o óleo com eficiência de 70 a 90% para as distribuições de gotas tipicamente encontradas no campo. São fabricados com diâmetros de 40-70 mm e construídos geralmente em aço inox duplex para máxima durabilidade e resistência.

Constituem-se em um tubo composto de trechos cilíndricos e cônicos justapostos cujo princípio de funcionamento consiste na entrada tangencial de água oleosa, sob pressão, no trecho de maior diâmetro do hidrociclone, sendo direcionada internamente, em fluxo espiral, em direção ao trecho de menor diâmetro. (TRIGGIA et al., 2001) (BRASIL, 2011)

O contínuo decréscimo de diâmetro faz com que esse fluxo seja acelerado, gerando uma força centrífuga que força o componente mais pesado, neste caso a água, contra as paredes. O fluxo axial reverso ocorre, na parte central do equipamento, em virtude do diferencial de pressão existente entre as paredes e o centro, que se estabelece em consequência do campo centrífugo, associado à perda de intensidade do vórtice ao longo do escoamento axial. A fase líquida central, contendo óleo, deixa o hidrociclone pela parte superior (*overflow*). A saída de água se localiza na parte inferior do equipamento (*underflow*), contendo certa quantidade de óleo residual. A Figura 3.3 e 3.4 mostram o funcionamento e o esquema de um hidrociclone, respectivamente. (NUNES, 2010)

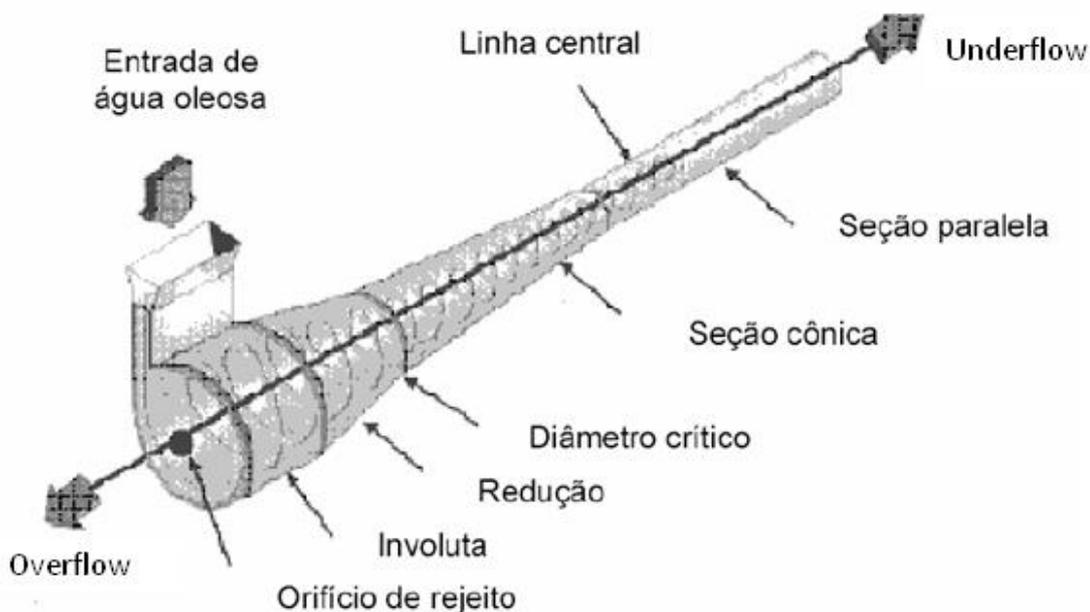


**Figura 3.3:** Funcionamento do hidrociclone. (1) *underflow*; (2) *overflow*; (3) entrada.

Fonte: Vídeo apresentação plataformas *offshore* PETROBRAS

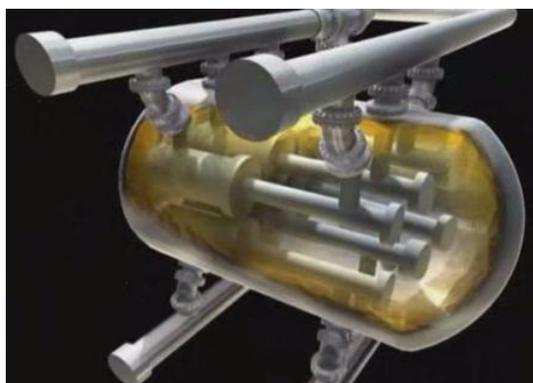
Quanto menor a gota, menor a sua velocidade de sedimentação. Frequentemente, as gotas dispersas na corrente de processo têm tamanho pequeno (da ordem de micrômetros) dificultando a separação. É possível separar gotas pequenas diminuindo o

tamanho do equipamento, ocorrendo como efeito colateral o aumento da queda de pressão.



**Figura 3.4:** Desenho esquemático de um hidrociclone (TRIGGIA et al., 2001).

Diâmetros pequenos de hidrociclones elevam a remoção de óleo, mas diminuem a capacidade de processamento do hidrociclone. A solução adotada para este problema é o emprego de múltiplos hidrociclones em um vaso, como mostrado na Figura 3.5, associando alta eficiência com altas vazões.



**Figura 3.5:** Conjunto de hidrociclones em paralelo.  
Fonte: Vídeo apresentação plataformas *offshore* PETROBRAS

### 3.1.3 Processo Eletrostático

O tratamento eletrostático se baseia no uso de campo elétrico para promover a atração e eventual coalescência entre gotas de água emulsionada na fase oleosa. Faz-se necessário evitar o excesso de água ou bolhas de gás na região entre as placas eletrostáticas sob pena de formação de arco voltaico e fuga de corrente, o que se traduz em altas amperagens e perda de eficiência do equipamento.

A carga normalmente é injetada no fundo do vaso para que possa ser lavada pela água presente no tratador reduzindo o BSW antes de atingir a região entre os eletrodos.

Trata-se do maior equipamento numa planta de tratamento de óleo, com tempo de residência em torno de 30 minutos.

### 3.2 Modelagem matemática

#### 3.2.1 Modelagem Fundamental

Modelos dinâmicos fundamentais são deduzidos pela aplicação dos balanços transientes de massa, energia e momento do processo (OGUNNAIKE, 1994). Na ausência de variações espaciais, os modelos resultantes tem a forma geral:

$$M \frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (3.1)$$

$$y = h(x, u) \quad (3.2)$$

Onde  $x$  é um vetor de  $n$  variáveis de estado,  $u$  é um vetor de  $m$  variáveis manipuladas e  $y$  é um vetor de  $p$  variáveis controladas. As equações diferenciais ordinárias 3.1 são deduzidas das leis de conservação e várias relações constitutivas, enquanto as equações 3.2 são escolhidas de acordo com o controle do processo. Caso esteja presente alguma equação algébrica, a matriz  $M$  é singular.

Modelos fundamentais têm diversas vantagens em relação aos modelos empíricos. Devido às muitas restrições impostas aos modelos fundamentais com respeito a sua estrutura e parâmetros, menos dados de processo são requeridos para seus desenvolvimentos. Além disso, modelos fundamentais podem ser extrapolados para regiões de operação fora dos dados utilizados para a validação do modelo (MEADOWS, 1997). Esta propriedade é particularmente importante quando um processo opera em uma larga faixa de condições.

Como potencial desvantagem dessa abordagem, pode-se citar a dificuldade de modelar processos muito complexos e utilizá-los comercialmente (HENSON, 1998).

#### 3.2.2 Modelagem Empírica

Em muitas aplicações, a falta de conhecimento do processo e/ou simuladores dinâmicos apropriados impede a derivação de um modelo fundamental. Neste caso utiliza-se a modelagem empírica de processos, que é o ajuste de equações que descrevam um processo a partir de dados de planta.

As desvantagens desta modelagem são a grande quantidade de dados de planta necessários para a identificação do processo e a baixa capacidade de extrapolação das equações do modelo para condições de operação fora daquelas em que os dados utilizados na identificação do processo foram obtidos. E a principal vantagem está exatamente no fato de não ser necessário conhecimento do processo. (NUNES, 2010)

#### 3.2.3 Separador Bifásico

O balanço de massa da fase líquida é dado pela Equação (3.3) (NUNES, 2010):

$$\frac{dM_L(t)}{dt} = [L_{in}(t) - L_{out}(t)]\rho_L \quad (3.3)$$

Considera-se a fase líquida um fluido incompressível de modo que se obtém a Equação (3.4):

$$\frac{dM_L(t)}{dt} = \rho_L \frac{dV_L(t)}{dt} \quad (3.4)$$

Adotando-se  $V_L(t)$  variável no tempo e seguindo a relação não linear necessária para descrever a geometria do tanque (para mais detalhes consultar NUNES, 2010), chega-se à Equação (3.5):

$$\frac{dh_L(t)}{dt} = \frac{L_{in}(t) - L_{out}(t)}{2C\sqrt{[D - h_L(t)]h_L(t)}} \quad (3.5)$$

Onde:

$M_L$ : massa de líquido no vaso

$\rho_L$ : densidade do líquido

$V_L$ : volume de líquido no vaso

$h_L$ : altura do líquido

$L_{in}$ : vazão de entrada de líquido

$L_{out}$ : vazão de saída de líquido

$C$ : comprimento do separador

$D$ : diâmetro do separador

Para equação da válvula de descarga, tem-se:

$$F(t) = C_V f(x_L(t)) \sqrt{\frac{\Delta P(t)}{\rho_f}} \quad (3.6)$$

Onde  $F(t)$  está em GPM (galões por minuto),  $\rho_f$  é a densidade relativa do líquido (com referência a água a 15,5 °C),  $x_L$  é a fração de abertura da válvula e  $f(x_L)$  é a característica da válvula. Considerando-se válvula linear, tem-se que  $f(x_L) = x_L$ . Já o  $\Delta P(t)$  está vinculado a altura de líquido,  $h_L(t)$ , no vaso e das pressões no vaso,  $P(t)$ , e de descarga,  $P_1(t)$ , sendo então dada matematicamente por:

$$\Delta P = P(t) + \rho_L g h_L(t) - P_1(t) \quad (3.7)$$

Que substituída na equação da válvula e aplicando-se as mudanças de unidade necessárias, chega-se à:

$$L_{out}(t) = 2,4 \cdot 10^{-4} x_L(t) C V_L \sqrt{\frac{P(t) + \rho_L g h_L(t) - P_1}{\frac{\rho_L}{\rho_{H_2O, 15,5^\circ C}}}} \quad (3.8)$$

Para a fase gás tem-se o balanço representado pela Equação (3.9):

$$\frac{dM_G(t)}{dt} = \frac{d(V_G(t)\rho_G(t))}{dt} = [G_{in}(t) - G_{out}(t)]\rho_G \quad (3.9)$$

Após algumas manipulações, chega-se na Equação (3.10):

$$\frac{dP(t)}{dt} = \frac{P(t)(G_{in}(t) - G_{out}(t) + L_{in}(t) - L_{out}(t))}{V - V_L(t)} \quad (3.10)$$

Onde:

$M_G$ : massa de gás  
 $V_G$ : volume de gás  
 $\rho_G$ : densidade do gás  
 $P$ : pressão no vaso  
 $G_{in}$ : vazão de entrada de gás  
 $G_{out}$ : vazão de saída de gás  
 $V$ : volume do vaso  
 $CV_L$ : Coeficiente de vazão da válvula de líquido

Para a válvula de gás temos (RIBEIRO, 1999) Válvula de gás:

$$G_{out}(t) = N_7 F_p x_G(t) CV_G P(t) Y \sqrt{\frac{P(t) - P_2}{P(t) G_g T Z}} \quad (3.11)$$

Onde

$N_7$ : Constante numérica  
 $F_p$ : Fator de geometria da tubulação adjacente  
 $CV_G$ : Coeficiente de vazão da válvula de gás  
 $Y$ : Fator de expansão  
 $Z$ : Fator de compressibilidade  
 $T$ : Temperatura de entrada  
 $G_g$ : Densidade relativa do gás com o ar  
 $x_G$ : Fração de abertura da válvula de gás

Para um gás ideal, temos:

$$\rho(t) = \frac{P(t) MM}{RT} \quad (3.12)$$

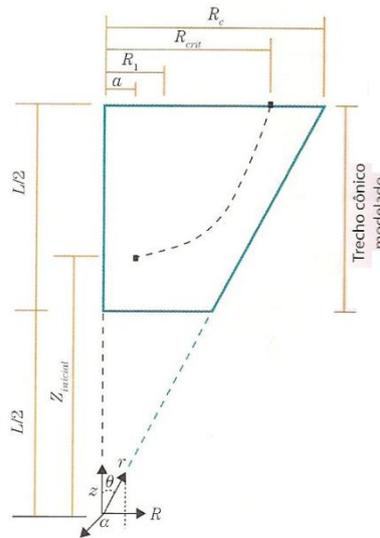
Considerando o ar e o gás do processo como ideais:

$$G_{out}(t) = 2,4 \cdot 10^{-4} x_G(t) CV_G P(t) \sqrt{\frac{(P(t) - P_2) MM_{ar}}{MM_g T}} \quad (3.13)$$

Onde  $P_2$  é a pressão na linha de descarga de gás do vaso,  $MM_G$  é a massa molar do gás,  $MM_{ar}$  é a massa molar do ar e  $T$  a temperatura.

### 3.2.4 Hidrociclones

A seguir, são apresentadas as equações finais do modelo adotado por (MORAIS, 1994), omitindo o desenvolvimento matemático. A Figura 3.6 mostra a parte modelada do hidrociclone.



**Figura 3.6:** Parte modelada do hidrociclone.

Considerando-se a parte cônica do hidrociclone, conforme Figura 3.4, as equações de conservação da massa e da quantidade de movimento, em coordenadas esféricas levam, após algumas considerações simplificadoras, a uma equação diferencial para a função corrente,  $\psi$ .

$$\frac{d^2\psi}{dr^2} = \frac{\text{sen}(\theta)}{r^2} \frac{d}{d\theta} \left( \frac{1}{\text{sen}(\theta)} \right) \frac{d\psi}{d\theta} = \frac{V_o^2}{W} \quad (3.14)$$

As linhas de corrente são as trajetórias do fluido ao longo do hidrociclone. A equação (3.14), após algumas considerações, resulta numa expressão para a velocidade tangencial,  $q_\lambda$ .

$$\frac{\rho_W q_r}{\mu_W R} \frac{d}{dR} (Rq_\lambda) = \frac{d}{dR} \left( \frac{1}{R} \frac{d}{dR} (Rq_\lambda) \right) \quad (3.15)$$

A Equação (3.14) pode ser decomposta em duas equações diferenciais ordinárias,

$$\frac{dX}{dR} = X \frac{\rho_W q_r}{\mu_W} \quad (3.16)$$

$$\frac{dq_\lambda}{dR} = X - \frac{q_\lambda}{R} \quad (3.17)$$

Onde:

$$q_r(R, z) = q_r(R, z) \frac{R}{z} + q_\theta(R, z) \cos\left(\frac{R}{z}\right) \quad (3.18)$$

$$q_z(R, z) = q_r(R, z) \cos\left(\frac{R}{z}\right) - q_\theta(R, z) \frac{R}{z} \quad (3.19)$$

$$q_r(R, z) = \left[ 2A \cos\left(\frac{R}{z}\right) + 2B \cos\left(\frac{R}{z}\right) \ln\left(\frac{R}{2z}\right) + 2B - \frac{DR_C^2}{R^2+z^2} \right] \quad (3.20)$$

$$q_\theta(R, z) = -2 \left[ A \frac{R}{z} - B \frac{R}{z} \ln\left(\frac{R}{2z}\right) \right] \quad (3.21)$$

A e B são constantes de integração.

Para determinação do movimento radial das gotículas adota-se a equação de Stokes, como mostrado na Equação (3.22):

$$v_{ter} = \frac{1}{18\mu_W} (\rho_W - \rho_L) \frac{D_p^2 q_\lambda^2}{R} \quad (3.22)$$

A componente axial,  $V_z$ , e a componente radial,  $V_R$ , da velocidade das gotículas são dadas pelas Equações (3.23) e (3.24):

$$V_z = \frac{dz}{dt} \quad (3.23)$$

$$V_R = \frac{dR}{dt} \quad (3.24)$$

Assim, pode-se estabelecer uma equação diferencial, Equação (3.25), para a trajetória das gotículas dentro do hidrociclone:

$$\frac{dz}{dR} = \frac{q_z}{q_r + v_{ter}} \quad (3.25)$$

Existem três tipos de hidrociclones utilizados para o tratamento de petróleo, são eles (SILVEIRA, 2006):

- DC (*Deoiler Cyclone*) – recebe a alimentação com teor máximo de óleo de 2000 ppm.
- PDC (*Pre Deoiler Cyclone*) – recebe a alimentação com teor máximo de óleo de 15%.
- BOW (*Bulk Oil-water Cyclone*) – recebe a alimentação com teor de óleo entre 15 e 50%.

Silveira (2006) mostrou que, para o hidrociclone do tipo DC, a modelagem fenomenológica feita por Moraes (1994) é satisfatória. Já para os hidrociclones BOW e PDC, por terem o ponto de operação muito diferente do hidrociclone do tipo DC, foi feita uma modelagem empírica com dados reais desses equipamentos fornecidos pela PETROBRAS.

O hidrociclone de interesse para esse trabalho é o BOW, que recebe alimentação com alta quantidade de óleo. Com os dados reais e considerando vazão de 7,5 m<sup>3</sup>/h por hidrociclone, Silveira (2006) determinou a eficiência de separação de óleo (razão entre vazão de óleo na corrente de topo e na entrada) e de água (razão entre vazão de água na corrente de fundo e na entrada) em função do *split*, representado pela Equação (3.25), ambas no formato da Equação (3.26).

$$Split = \frac{Q_o}{Q_{in}} \quad (3.26)$$

Onde  $Q_o$  é a vazão na corrente de topo e  $Q_{in}$  é a vazão na entrada do hidrociclone.

$$Ef = \frac{1}{1+a.e^{b.split}} \quad (3.27)$$

Os parâmetros a e b encontrados para separação do óleo foram:

$$a = 367,235; b = -13,67$$

Já para a separação da água:

$$a = 0,010952; b = 8,93239$$

### 3.2.5 Tratador eletrostático

A corrente que chega ao tratador eletrostático tem apenas a fase líquida. A separação é feita com o vaso totalmente cheio. Para o balanço de massa do tratador eletrostático temos a Equação (3.27) (NUNES, 2010):

$$\frac{dh_W(t)}{dt} = \frac{L_{in}(t)BSW\varepsilon(t) - W_{out}(t)}{2C\sqrt{[D-h_W(t)]h_W(t)}} \quad (3.28)$$

Onde

BSW: fração volumétrica de água na alimentação.

$\varepsilon$ : eficiência do tratador.

$h_W$ : altura da interface óleo-água.

$W_{out}$ : Vazão de saída de água.

Em estudos realizados na PETROBRAS entre 1994 e 2000, foram levantados dados em uma unidade piloto de desidratação eletrostática de petróleos (UPDEP) para emulsões artificialmente geradas. Foi feita a proposição de um modelo matemático empírico do processo de desidratação eletrostática para cada petróleo testado, que considerou apenas propriedades físicas dos óleos e da fase aquosa e as variáveis do processo.

O modelo proposto por Oliveira et al. (1995a,b; 1996a,b) e Oliveira (2000) diz que a eficiência de um tratador eletrostático é função do gradiente de tensão entre os eletrodos, do tempo de residência e das propriedades físicas do petróleo e da fase aquosa. Considerando que somente o tempo de residência ( $Tr$ ) varia com o tempo (função da vazão e do nível da interface), podemos escrever a eficiência como  $\varepsilon(t) = f(Tr)$ .

A relação geométrica utilizada no separador bifásico e no tratador eletrostático é dada pela Equação (3.29):

$$V_L = \frac{CD^2}{4} \left[ \arccos\left(\frac{D-2h_L(t)}{D}\right) - \left(2\sqrt{\frac{(D-h_L(t))h_L(t)}{D}}\right) \left(\frac{D-2h_L(t)}{D}\right) \right] \quad (3.29)$$

Nesse trabalho, foi considerada uma eficiência mínima de 80% com uma contribuição de soma do tempo de residência.

## 4 Análise do Sistema Proposto

### 4.1 Implementação do modelo

O sistema proposto foi projetado para a vazão de alimentação de 360 m<sup>3</sup>/h de líquido e 400 m<sup>3</sup>/h de gás no separador bifásico. A composição do líquido é 75% água e 25% óleo,

sendo que 11% da água se encontra em emulsão com o óleo, enquanto o resto é água livre.

O sistema foi simulado em ambiente MATLAB/Simulink para duas situações: vazão de alimentação constante de projeto e vazão em regime de golfadas.

Como pode ser observado na Figura 3.1, o processo pode ser resumido por:

- A alimentação, formada por um fluido trifásico (água, óleo e gás), entra no separador bifásico. O separador tem duas saídas, uma com a fase gás e outra com a fase líquida (água e óleo).
- O gás é enviado para armazenamento e/ou geração de energia para a própria plataforma, enquanto o líquido é enviado para o hidrociclone, onde ocorre a separação água-óleo. A água sai pelo corrente de fundo (para tratamento fino que não é abordado nesse trabalho), enquanto o óleo pela corrente de topo.
- O óleo é enviado para o tratador eletrostático, onde é separado da água emulsionada e enviado para o condicionamento final e/ou armazenamento..

#### 4.1.1 Separador Bifásico

Este equipamento foi modelado utilizando-se uma *S-Function* devido à necessidade de integração no tempo do conjunto de equações.

A Figura 4.1 mostra o diagrama de bloco com as entradas e saídas do modelo do separador bifásico.



**Figura 4.1:** Diagrama de bloco do separador bifásico.

A Tabela 4.1 lista os valores dos parâmetros utilizados na implementação.

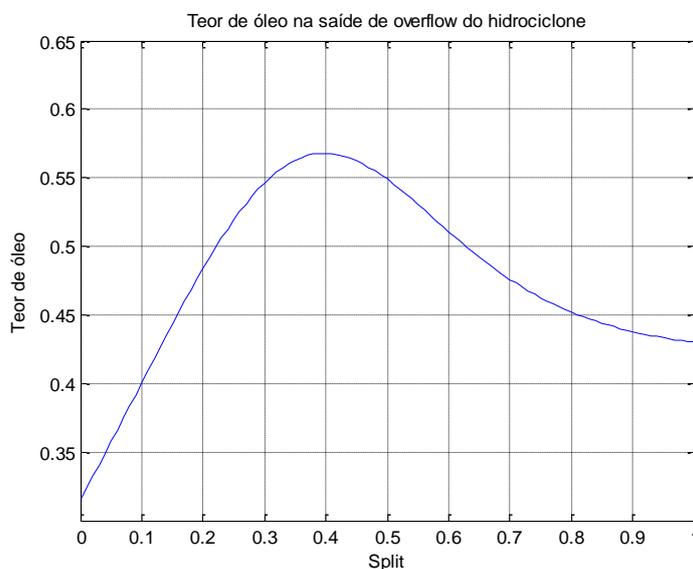
**Tabela 4.1:** Parâmetros Separador Bifásico

Parâmetro	Valor - unidade
C	6,0 (m)
D	4,5 (m)
$CV_L$	700 (mols.cm <sup>2</sup> /kgf <sup>0,5</sup> )
$CV_G$	490 (mols.cm <sup>2</sup> K <sup>0,5</sup> /kgf)
$P_1$	7,0 (bar)
$P_2$	7,0 (bar)
$\rho_L$	850 (kg/l)
$\rho_{H_2O,15,5\text{ }^\circ C}$	999 (kg/l)
$MM_G$	0,0021 (kg/mol)
$MM_{ar}$	0,0029 (kg/mol)
$h_0$	2,25 (m)
$P_0$	7,3 (bar)

#### 4.1.2 Hidrociclone

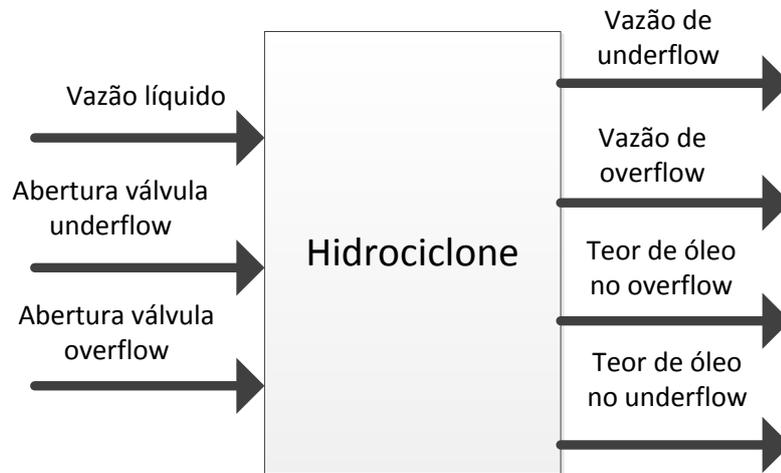
Para o hidrociclone foi utilizada a modelagem empírica descrita no item 3.2.4, relacionando a eficiência ao *split*. Como a modelagem foi feita para vazão de aproximadamente 7,5 m<sup>3</sup>/h por hidrociclone, foi necessário um módulo com 50 hidrociclones em paralelo.

Como o tempo de residência é muito pequeno (entre 1 e 2 segundos), não foi necessária a integração ao longo do tempo como foi no separador bifásico. O hidrociclone foi modelado como uma função normal do MATLAB. Para se determinar o *setpoint* do *split*, graficou-se o teor de óleo na corrente de topo em função do *split*, que está representado na Figura 4.2. Com auxílio da grade, foi escolhido o *setpoint* do *split* em 0,4.



**Figura 4.2:** Curva da fração de óleo na corrente de topo em função do *split* do hidrociclone.

A Figura 4.3 mostra o diagrama de bloco com as entradas e saídas do modelo do hidrociclone.



**Figura 4.3:** Diagrama de bloco do hidrociclone.

#### 4.1.3 Processo eletrostático

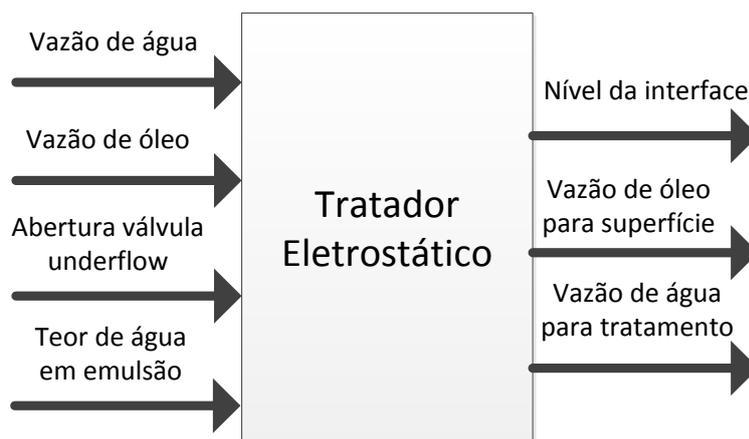
O tratador eletrostático foi modelado utilizando-se uma *S-Function*, pelos mesmos motivos do separador bifásico. As equações usadas estão descritas no item 3.2.5.

A Tabela 4.2 lista os valores dos parâmetros utilizados na implementação.

**Tabela 4.2:** Parâmetros Tratador Eletrostático

Parâmetro	Valor - unidade
C	8,0 (m)
D	6,0 (m)
$CV_L$	240 (mols.cm <sup>2</sup> /kgf)
$\rho_L$	850 (kg/l)
$\rho_{H_2O,15,5^\circ C}$	999 (kg/l)
BSW	0,16
$h_0$	2,0 (m)

A Figura 4.4 mostra o diagrama de bloco com as entradas e saídas do modelo do hidrociclone.



**Figura 4.4:** Diagrama de bloco do tratador eletrostático.

## 4.2 Controle do processo

Após a implementação do modelo do processo completo em malha aberta, partiu-se para a implementação da estratégia de controle.

As variáveis controladas do separador bifásico são o nível do líquido e a pressão interna do vaso, utilizando como manipuladas a vazão de fundo do hidrociclone e a vazão de gás na saída do separador.

Para o hidrociclone, é necessário manter uma queda de pressão para promover a separação do óleo da corrente aquosa. Uma estratégia de controle comumente utilizada para este equipamento é a chamada controle de PDR (*pressure drop ratio*), que é um tipo especial de controle *feedforward* onde duas perturbações são medidas e é mantida uma relação constante entre elas. (FILGUEIRAS, 2005)

Para garantir a eficiência desejada, o que deve ser mantido constante é a relação entre as quedas de pressão da corrente de topo e de fundo, pela manutenção da razão entre as vazões de topo e de fundo. Por simplicidade, nesse trabalho a variável controlada será a razão entre a abertura das válvulas de saída do topo e do fundo, essa razão vezes um ganho resulta no *split*. Como a válvula da corrente de fundo é a manipulada de controle do separador bifásico, a válvula da corrente de topo será a manipulada para manter essa razão.

No tratador eletrostático, a variável controlada é o nível da interface água-óleo, para garantir que o tempo de residência, e por consequência a eficiência, se alterem o mínimo possível e também evitar arrastes. A variável manipulada é a vazão de saída de água. A Figura 3.1 mostra o sistema com a estratégia de controle.

### 4.2.1 Sintonia dos controladores

Os quatro controladores utilizados nesse sistema contaram com uma lei de controle PI. A sintonia inicial foi feita pela heurística de Ziegler e Nichols, a seguir os valores de ganho e  $\tau_i$  foram refinados com base no resultado da simulação para uma variação do tipo degrau na entrada.

A heurística de Ziegler e Nichols consiste em, com o controlador proporcional em malha fechada, aumentar-se o ganho até se obter uma resposta oscilatória com amplitude constante. Neste ponto determina-se o  $K_U$  (ganho ultimoativo) e  $P_U$  (período da

oscilação). Com os valores de  $K_U$  e  $P_U$ , entra-se na Tabela 4.3 para se obter a sintonia do controlador.

**Tabela 4.3:** Heurística Ziegler e Nichols

	$K_p$	$\tau_i$	$\tau_d$
P	$0,5 K_U$	-	-
PI	$0,45 K_U$	$P_U/1,2$	-
PID	$0,6 K_U$	$P_U/2$	$P_U/8$

A Tabela 4.4 mostra a sintonia final e os *setpoints* de cada controlador.

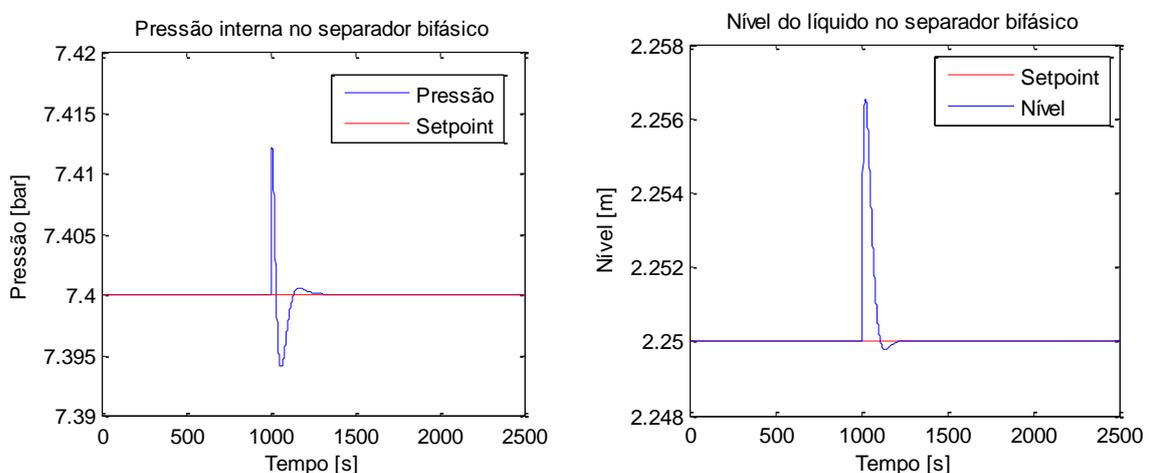
**Tabela 4.4:** Sintonia final dos controladores.

Controlador	$K_p$	$\tau_i$	SP
PIC – 1	-3	100	7,4 bar
LIC – 2	-15	35	2,25 m
LIC – 6	-25	250	2 m
PFIC – 5	10	10	0,4

### 4.3 Simulação do comportamento nominal

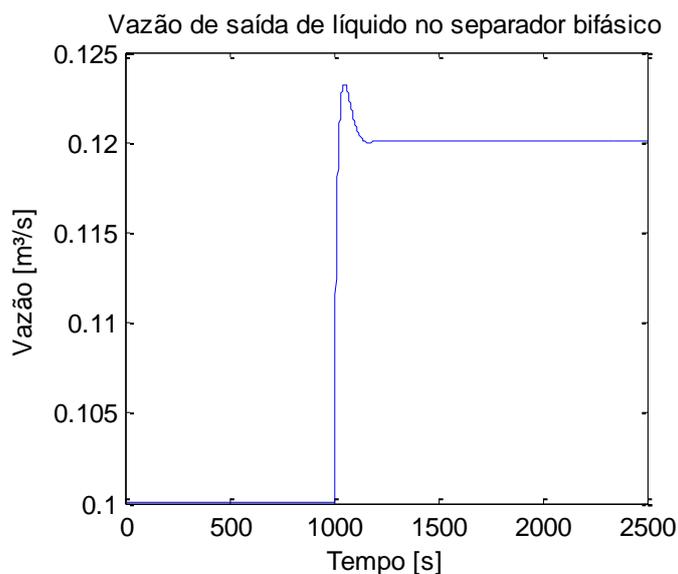
Depois de modelado cada equipamento individualmente, foi montado o sistema completo, seguindo a Figura 3.1. No comportamento nominal, a vazão de entrada de líquido e gás são as de projeto (citadas no item 4.1). Para se testar o funcionamento da estratégia de controle, foi aplicado um degrau de 20% na vazão de entrada de líquido no tempo 1000 segundos. Os gráficos a seguir mostram o comportamento das variáveis de interesse do separador bifásico após a perturbação.

Podemos notar na Figura 4.5 que tanto o controle de pressão quanto o de nível agiram rapidamente e mantiveram as variáveis nos seus respectivos *setpoints*. A distância máxima do *setpoint* da pressão foi de 0,06 bar, enquanto a do nível foi de 7 mm.



**Figura 4.5:** Resultados do separador bifásico para o degrau de 10% na carga de líquido.

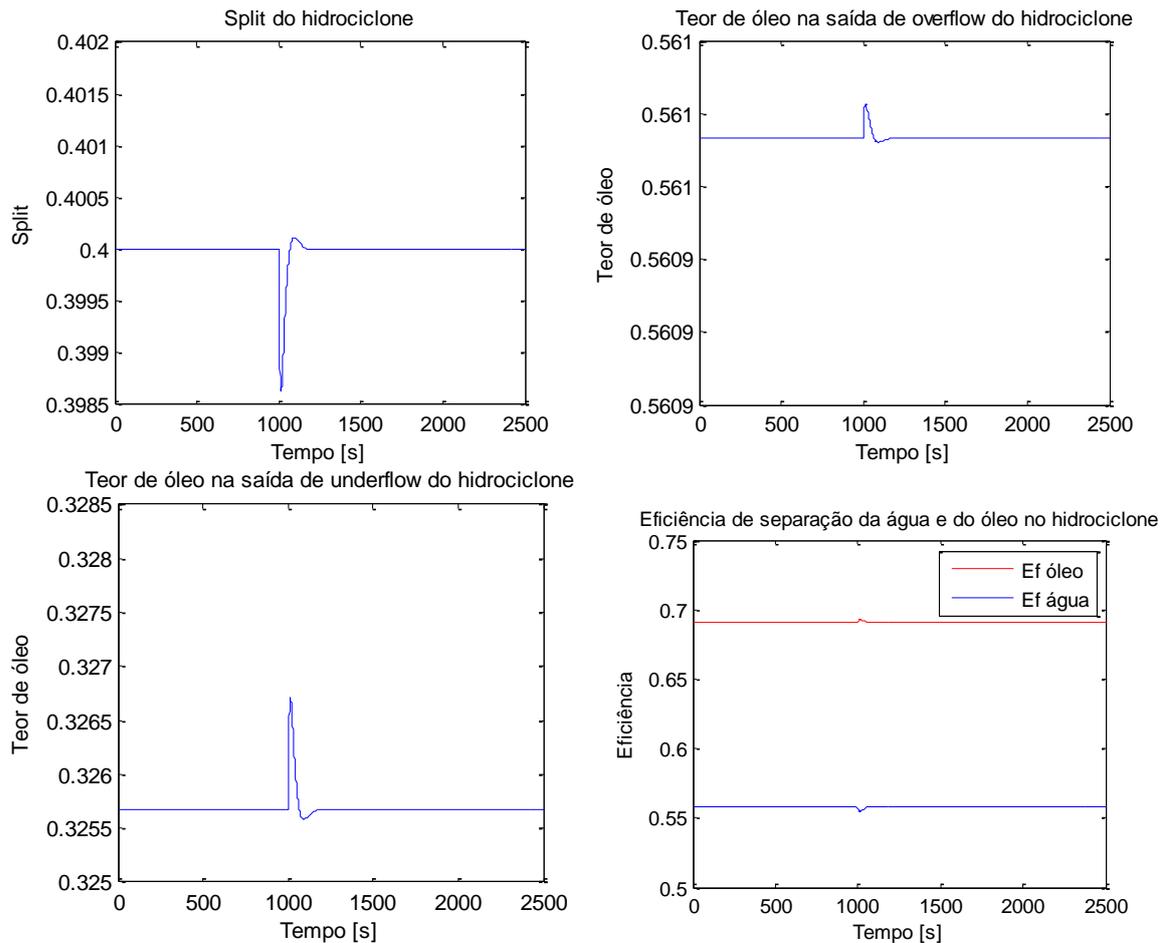
A Figura 4.6 mostra a vazão de saída de líquido resultante no separador bifásico.



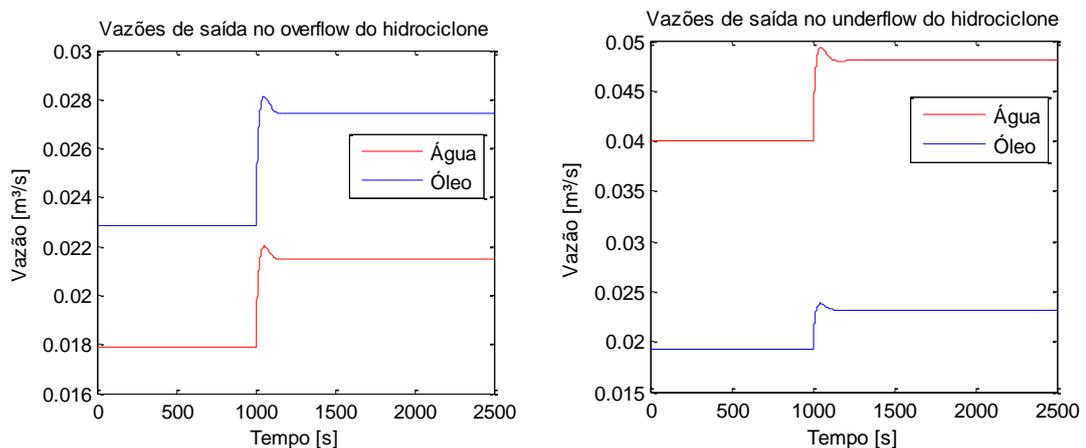
**Figura 4.6:** Vazão de saída do líquido no separado bifásico.

A Figura 4.7 mostra o comportamento das variáveis de interesse do hidrociclone após a perturbação. Podemos ver que o controle do *split* o mantém sempre próximo do *setpoint*, com uma variação muito pequena de 0,001. Com isso, as eficiências de separação de água e de separação de óleo também se mantêm no valor desejado.

Nas Figuras 4.7 e 4.8 podemos observar a separação de água e óleo. O teor de óleo na corrente de topo aumentou de 0,35 para 0,6, enquanto na corrente de fundo caiu de 0,35 para 0,279. Apesar da eficiência ter se mantido no ponto desejado, que é o ponto onde a corrente de topo tem o maior teor de óleo, essa separação não é o suficiente para a operação ideal do tratador eletrostático. O tratador trabalha com teores máximos de água de 20%, a corrente que sai na corrente de topo tem 40% de água. Os problemas causados pelo excesso de água no tratador não foram considerados nesse trabalho.



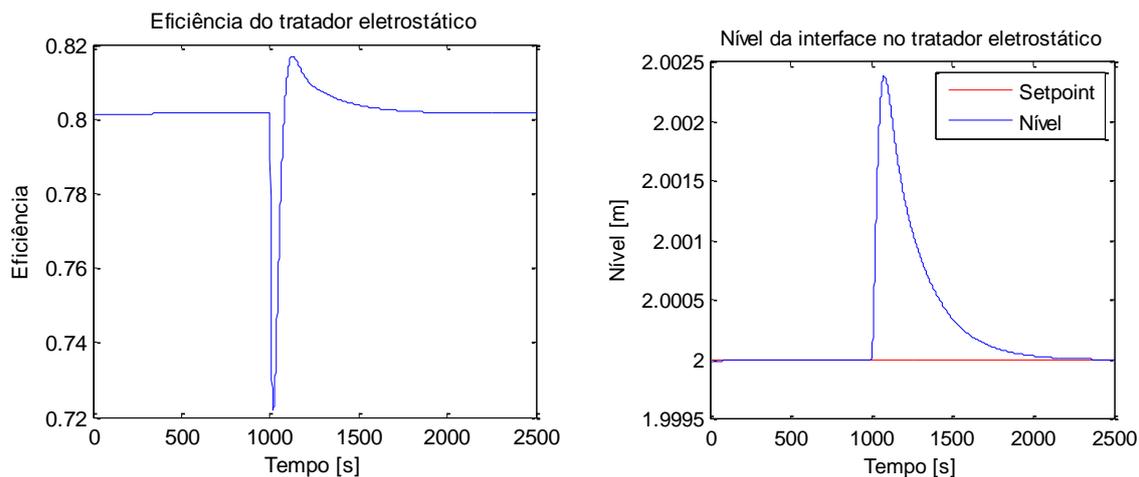
**Figura 4.7:** Resultados do hidrociclone para o degrau de 10% na carga de líquido.



**Figura 4.8:** Resultados da saída de overflow do hidrociclone após a perturbação.

Na Figura 4.9 observamos os resultados do tratador eletrostático. Nota-se que o controle de nível manteve a altura do líquido sempre próximo do *setpoint*, sendo o ponto mais afastado a 1 mm de distância. Isso garantiu que a eficiência não sofresse grandes variações, permanecendo sempre próxima a 80%.

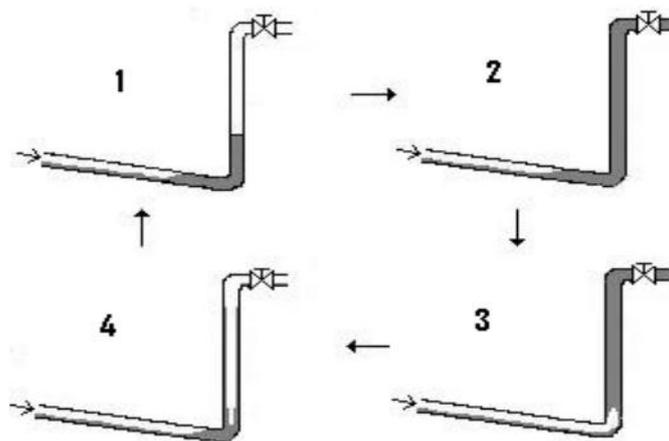
Existem duas maneiras de se medir a eficiência do tratador eletrostático, pode ser a razão entre a vazão de água na entrada e na corrente de fundo ou a razão entre a quantidade de água em emulsão na entrada e na saída da corrente de topo. A primeira eficiência é mostrada na Figura 4.9.



**Figura 4.9:** Resultados do tratador eletrostático após a perturbação.

#### 4.4 Simulação da capacidade de se trabalhar com distúrbios

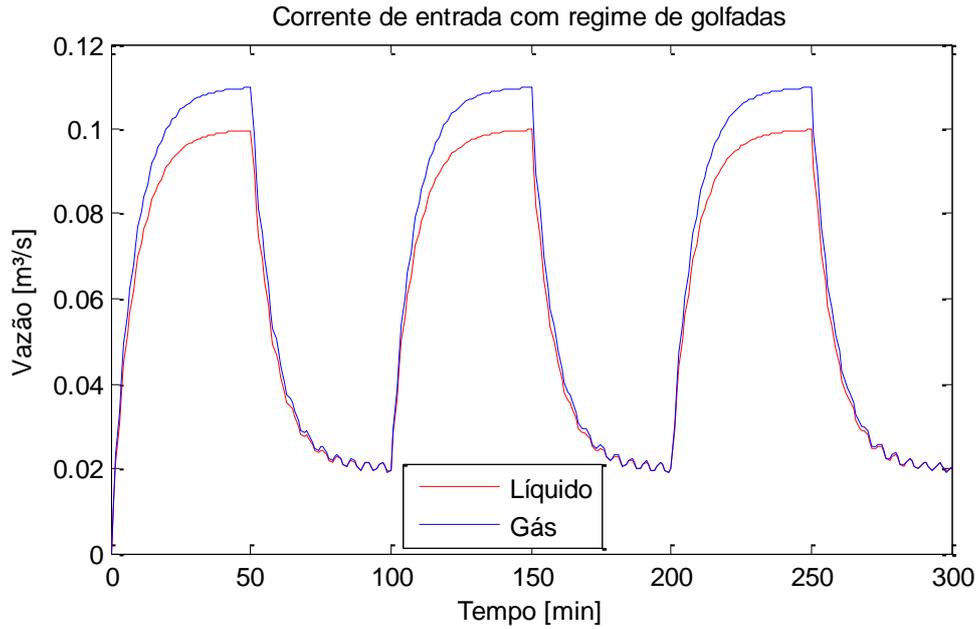
O regime de golfadas tem um comportamento cíclico ou periódico que pode ser descrito em quatro etapas, ilustradas na Figura 4.10. A golfada inicia-se com baixa pressão e velocidade dos fluidos na seção de alimentação do encanamento, então em um determinado momento o líquido bloqueia a passagem do gás no ponto baixo (1). Enquanto a quantidade de líquido no *riser* aumenta mais rapidamente que a variação da pressão entre o topo e a seção de alimentação, a golfada continua crescendo (2). Quando a pressão do gás na seção de alimentação torna-se maior que o peso da coluna de líquido no *riser*, ocorre a golfada, ou seja, a quantidade de líquido acumulada é expelida para fora do sistema, mais precisamente para dentro do separador (3). Após uma grande quantidade de gás e líquido deixarem o sistema, a pressão na seção de alimentação diminui, reiniciando o ciclo (4). (AZEVEDO et al., 2010)



**Figura 4.10:** Ciclo de golfadas. (AZEVEDO et al., 2010)

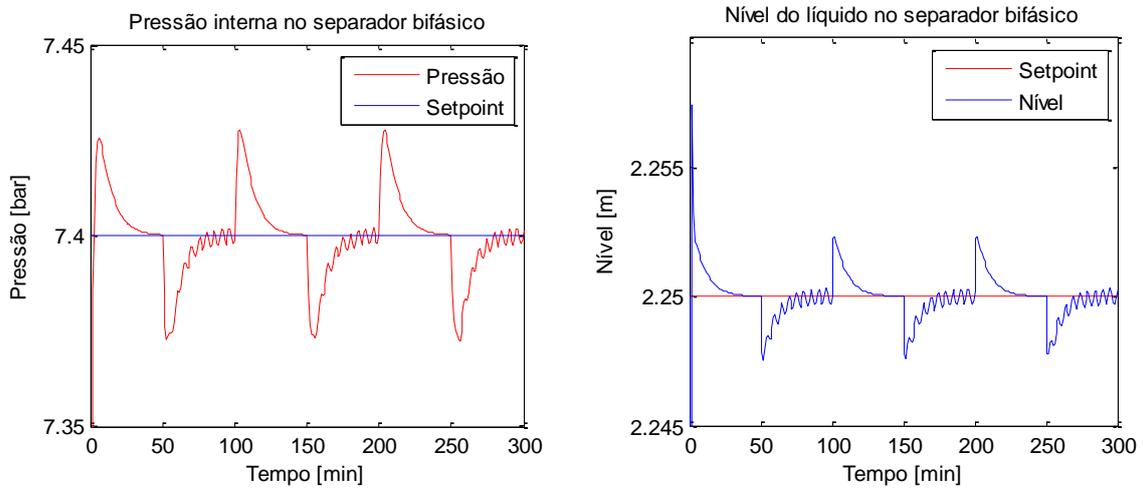
Após a sintonia e o teste com a perturbação degrau na vazão de entrada, o sistema foi testado com a vazão de entrada no regime de golfadas, situação mais próxima da realidade de uma planta de processamento de petróleo. A Figura 4.11 mostra as vazões de entrada utilizadas na simulação.

Cada golfada demora uma hora e quarenta minutos para fechar um ciclo e o tempo de simulação para cada experimento foi de cinco horas, completando assim três ciclos.

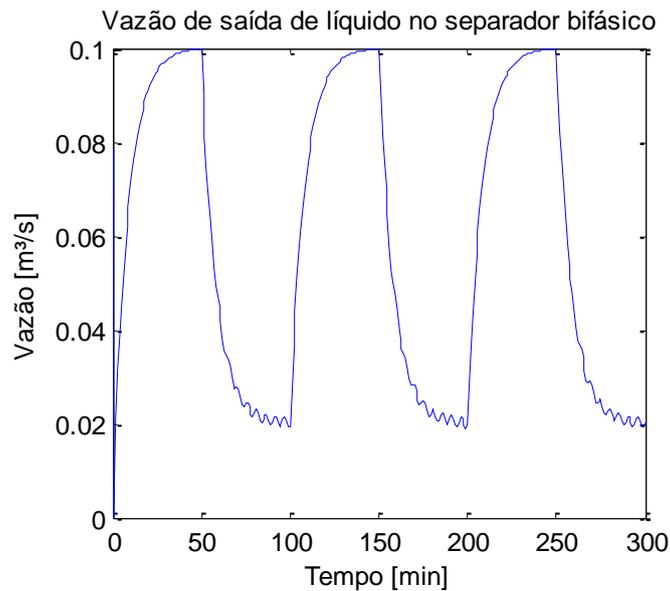


**Figura 4.11:** Corrente de entrada com regime de golfadas.

Os gráficos nas Figuras 4.12 e 4.13 mostram os resultados do separador bifásico para o regime de golfadas.

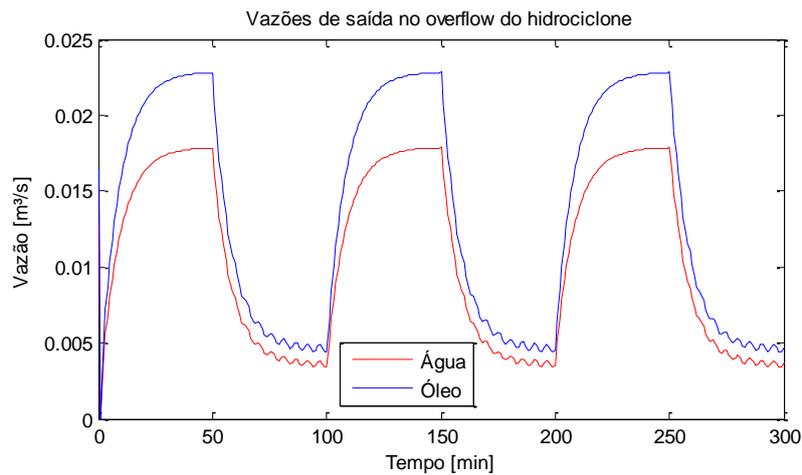


**Figura 4.12:** Resultados do separador bifásico para o regime de golfadas.

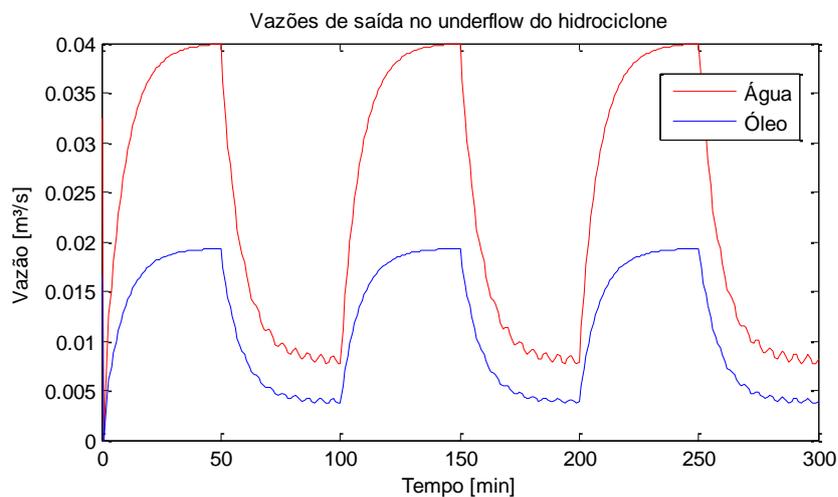


**Figura 4.13:** Vazão de saída do líquido no separado bifásico.

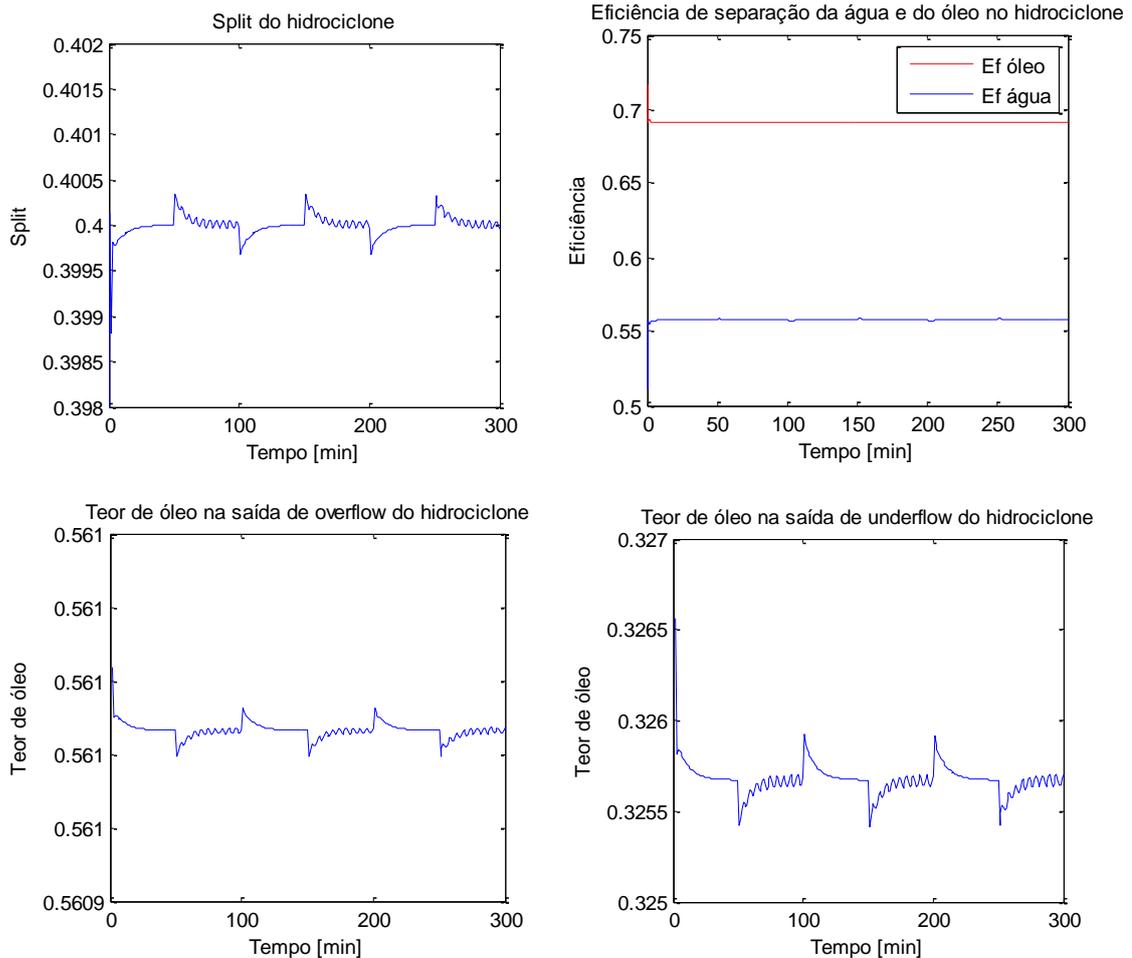
Os gráficos nas Figuras 4.14, 4.15 e 4.16 mostram os resultados do hidrociclone para o regime de golfadas.



**Figura 4.14:** Vazões de saída do hidrociclone no regime de golfadas.



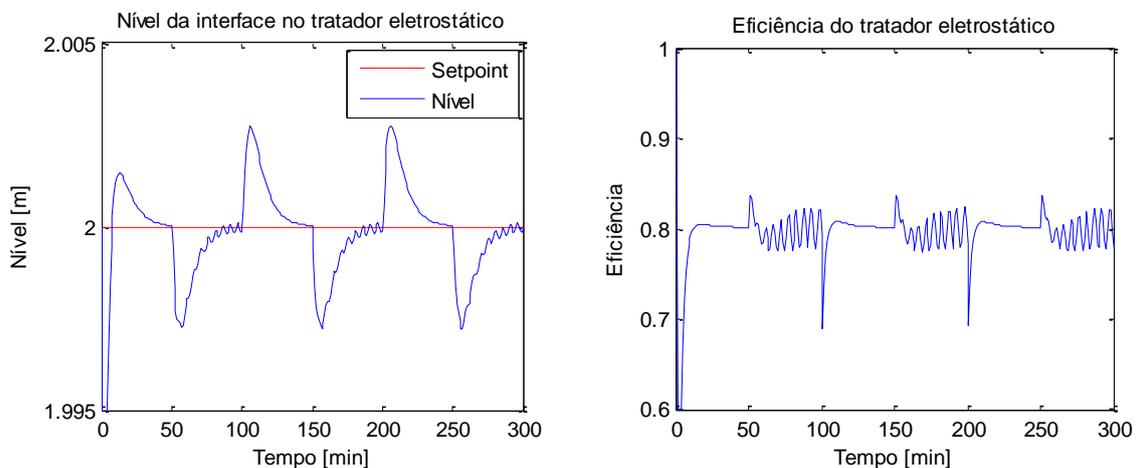
**Figura 4.15:** Vazões de saída do hidrociclone no regime de golfadas.



**Figura 4.16:** Resultados do hidrociclone para o regime de golfadas.

Assim como na simulação do sistema para vazão nominal, a separação não foi suficiente para o funcionamento ideal do tratador eletrostático. Apesar da separação não ser a ideal, o controle se mostrou efetivo, mantendo o *split*, e por consequência a eficiência, sempre muito próximo do valor desejado.

A Figura 4.16 mostra os resultados obtidos para o tratador eletrostático no regime de golfadas.



**Figura 4.17:** Resultados do tratador eletrostático para o regime de golfadas.

O controle manteve o nível sempre muito próximo do desejado, o ponto mais distante está a 3mm de distância do *setpoint*. Graças a isso, a eficiência não sofre grandes variações.

## 5 Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho, foi proposta uma configuração alternativa para o sistema de processamento primário do petróleo em plataformas, visando à redução de tamanho para esse sistema. Com os modelos matemáticos que descrevem os equipamentos, foi feita uma simulação em ambiente MATLAB/Simulink para avaliação do funcionamento do sistema assim como de sua estratégia de controle.

Todos os controladores do processo utilizam a lógica PI (ação derivativa não foi necessária). A sintonia dos controladores foi feita em relação à vazão de projeto, utilizando-se a heurística de Ziegler Nichols para um ajuste inicial, que em seguida foi refinado com base nos resultados de uma série de simulações, nas quais os parâmetros do controlador eram variados buscando uma melhor resposta.

O sistema foi simulado para duas situações: para a vazão de projeto com um degrau de 20% na vazão de entrada de líquido e para a vazão de entrada no regime de golfadas. Para a vazão de projeto, o controle se mostrou eficaz, não permitindo que as variáveis de interesse se distanciassem do valor desejado e também fazendo com que elas retornassem para o *setpoint* rapidamente. Para o regime de golfadas, foi utilizada a mesma sintonia nos controladores e observou-se um comportamento oscilatório (no mesmo formato das golfadas) nas variáveis de interesse, porém o controle manteve a amplitude da oscilação em valores muito pequenos e, com isso, as variáveis de interesse se mantiveram sempre em valores muito próximos dos desejados.

A separação de água e óleo no hidrociclone não foi satisfatória, já que o tratador eletrostático funciona bem com correntes de entrada contendo até 20% em volume de água. Como o controle manteve a eficiência do hidrociclone em valores muito próximos do máximo, essa melhor separação não pode ser obtida através de uma sintonia alternativa dos controladores ou ainda uma estratégia alternativa. A solução para tornar esse sistema possível seria a utilização de uma sequencia de módulos de hidrociclones em série, refinando a separação a cada módulo até se obter a composição limite de água para o tratador eletrostático. Outra alternativa, seria a utilização de um hidrociclone com maior eficiência de separação, porém como essa é uma área ainda em desenvolvimento, esses dados não estão disponíveis na literatura e tão pouco são divulgados pelos fornecedores do equipamento.

## 6 Referências

AZEVEDO JR, D. O.; SOTOMAYOR, O. A. Z. *Controle De Escoamentos No Regime De Golfadas Em Processos De Produção De Petróleo*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – UFS. São Cristóvão – SE, 2010.

BRASIL, N. I.; ARAÚJO, M. A. S.; SOUSA, E. C. M. *Processamento de petróleo e gás*. Rio de Janeiro – RJ: LTC, 2011. p. 64-86.

CHAKRABARTI, S. K.; HALKYAYARD J.; CAPANOGLU, C. *Handbook of Offshore Engineering*. Volume II. Amsterdam: Elsevier, 2005.

COSTA, R. C.; PIRES, V. H.; LIMA, G. P. S. *Mercado De Embarcações De Apoio Marítimo Às Plataformas De Petróleo: Oportunidades E Desafios*. BNDES Setorial. Rio de Janeiro - RJ, 2008. p. 125-146.

FILGUEIRAS, N. G. T. *Modelagem, Análise e Controle de um Processo de Separação Óleo/água*. Tese de Mestrado. UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 2005.

FONSECA, M. M. C. *Gestão em sistemas submarinos no seguimento de exploração e produção da indústria do petróleo*. Tese de Mestrado. UFF - Niterói – RJ, 2011.

FRANÇA, F. A.. *Novas Tecnologias (E Desafios) Na Produção De Petróleo No Brasil*. CTPetro – INT – Finep – MCT, Campinas – SP, 2006.

HENSON, M. A. *Nonlinear Model Predictive Control: Current Status and Future Directions*. Computers & Chemical Engineering, 1998, v. 23, p. 187-202.

MEADOWS, E. S.; RAWLINGS, J. B. *Model Predictive Control*. Nonlinear Process Control Capítulo 5, Englewood Cliffs, N.J., USA, Prentice-Hall, 1997.

MORAES, C. A. C. *Modelo fluidodinâmico para estimativa de eficiência em hidrociclone para águas oleosas*. Tese de Mestrado. UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 1994.

NETO, J. B. O.; COSTA, A. J. D. *A Petrobrás e a exploração de Petróleo Offshore no Brasil: um approach evolucionário*. RBE. Rio de Janeiro – RJ, 2007. p. 95-109

NUNES, G. C.; MEDEIROS, J. L.; ARAÚJO, O. Q. F. *Modelagem e controle na produção de petróleo*. Aplicações em MATLAB. São Paulo - SP: Blucher, 2010. p. 32-75, 269-310.

OGUNNAIKE, B. A.; RAY, W. H. *Process Dynamics, modeling and control*. New York – NY, Oxford Press, 1994.

OLIVEIRA, R.C.G.; FIGUEIREDO, A.M.P.; CARVALHO, C.H.M. *Tratamento eletrostático do petróleo blend de Marlim utilizando unidade-piloto*. Relatório Interno CENPES/PETROBRAS S.A., 1995b.

OLIVEIRA, R.C.G.; FIGUEIREDO, A.M.P.; CARVALHO, C.H.M. *Tratamento eletrostático do petróleo blend de Marlim utilizando unidade-piloto*. Relatório Interno CENPES/PETROBRAS S.A., 1996b.

OLIVEIRA, R.C.G.; OLIVEIRA, M.C.K. *Levantamento do desempenho do processo de tratamento biolétrico de petróleos*. Relatório Interno CENPES/PETROBRAS S.A., 2000.

RIBEIRO, M. A. *Válvulas de Controle e Segurança*. 5ª Ed. Capítulo 4. Salvador – BA: TEK, 1999.

STROMQUIST, R. *SUBSIS - the world's first subsea separation and injection system*. ABB Corporate Research. Norway & Stig Gustafson, 1999.

SILVEIRA, M.A.C.R. *Controle de um Processo de Tratamento Primário de Petróleo*. Tese de Mestrado. UFRJ, Rio de Janeiro – RJ, 2006.

TRIGGIA, A. A., CORREIA, C. A., FILHO, C. V. *Processamento Primário de Fluidos*. Fundamentos de Engenharia de Petróleo, 2ª ed. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2001. Capítulo 9.

YONG, B.; QIANG, B. *Subsea Structural Engineering Handbook*. Amsterdam: Elsevier, 2010. p. 3-25.

ZOLNERKEVIC, I. *Desafios em águas profundas*. Estudos da dinâmica de plataformas e tubulações apoiam avanços na exploração de petróleo em alto-mar. Revista FAPESP. Rio de Janeiro – RJ, 2012.