



ESCOLA DE ENGENHARIA
Universidade Federal de Minas Gerais

CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

Maria Eugenia Gamarra Condori

**MODELAGEM MATEMÁTICA E SIMULAÇÃO DE UMA UNIDADE DE
PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO NO PERU**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-graduação em Engenharia
Química da Universidade Federal de Minas Gerais

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cardoso

Belo Horizonte, Escola de Engenharia da UFMG

2014

Maria Eugenia Gamarra Condori

**MODELAGEM MATEMÁTICA E SIMULAÇÃO DE UMA UNIDADE DE
PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO NO PERU**

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós- Graduação em Engenharia Química da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos à obtenção do Título de Mestre em Engenharia Química.

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Cardoso

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo Matheus de Almeida

Belo Horizonte

2014

Condori, Maria Eugenia Gamarra.

C746m Modelagem matemática e simulação de uma unidade de processamento primário de petróleo no Peru[recurso eletrônico] / Maria Eugenia Gamarra Condori. - 2014.
1 recurso online (xv, 121 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Marcelo Cardoso.

Coorientador: Gustavo Matheus de Almeida.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 111-118.

Bibliografia: f. 109-110.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia química - Teses. 2. Petróleo - Teses. 3. Métodos de simulação - Teses. 4. Peru - Teses. 5. Modelos matemáticos - Teses. 6. SIMULINK (Software) - Teses. 7. MATLAB (Programa de computador) - Teses. I. Cardoso, Marcelo. II. Almeida, Gustavo Matheus de. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 66.0(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

*“Modelagem Matemática e Simulação de uma Unidade de
Processamento Primário de Petróleo no Peru”*

María Eugenia Gamarra Candori

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Química da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos à obtenção do título de **MESTRE EM ENGENHARIA QUÍMICA**.

181ª DISSERTAÇÃO APROVADA EM 15 DE DEZEMBRO DE 2014 POR:

.....
Prof. Dr. Gustavo Matheus de Almeida
UFSJ

.....
Profa. Dra. Carmela Maria Polito Braga
DELT/UFMG

.....
Prof. Dr. Marcelo Cardoso
Orientador - DEQ/UFMG

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Professor Dr Marcelo Cardoso, pela oportunidade de realizar este trabalho. Obrigada pela confiança e por me atender com paciência na pós-graduação. Muito obrigada por tudo!

Agradeço também aos professores que compuseram a banca pelo olhar criterioso sobre o trabalho.

A CAPES agradeço pela concessão da bolsa que permitiu minha dedicação integral aos estudos e à pesquisa. Aos colegas de pós-graduação agradeço pelas parcerias, diálogos e compartilhamento das alegrias e angústias vivenciadas ao longo do processo de pesquisa.

Agradeço especialmente à minha família pelo apoio incondicional e aos amigos

RESUMO

A produção de petróleo tem diferentes etapas desde a exploração do reservatório até o seu envio à refinaria para seu processamento em derivados de combustíveis. Entre essas etapas se encontra a separação primária de petróleo que por meio o qual se consegue obter três correntes separadas, os quais são o gás, água (com sedimentos) e petróleo estabilizado. Esta separação primária de petróleo é constituída geralmente por separadores trifásicos, tratadores térmicos, tratadores eletrostáticos e tanques de decantação. A configuração e as condições de operação dos equipamentos da separação primária podem variar em função da qualidade do petróleo produzido. Este trabalho apresenta a modelagem matemática e simulação da separação primária do petróleo de uma planta típica no Peru, levando em conta as variáveis de operação tais como temperatura, pressão, vazão e desenho dos equipamentos e para também fazer o análises das consequências da perturbação da vazão na entrada no sistema. A modelagem matemática da separação primária foi feita em base ao modelo de Nunes para um separador trifásico. As equações diferenciais obtidas do sistema são desenvolvidas através de duas alternativas de simulação, a primeira com um código de programação em Matlab® e a outra com um diagrama de blocos em Simulink® de Matlab®. Os resultados obtidos da simulação mostra a importância dos tanques de decantação para casos de perturbação da vazão na entrada no sistema e a possibilidade de simular novas configurações dos equipamentos e avaliar diferentes perturbações.

Palavras-chave: Petróleo, Simulação, Processos, Peru, Modelagem Matemática, Simulink, Matlab

ABSTRACT

Oil production has different stages, from the exploration of the reservoir to its sending to the refinery for processing into fuel derivatives. Among these steps is the primary separation of oil, through which three separate streams can be obtained, which are gas, water (with sediment) and stabilized oil. This primary oil separation is generally made up of three-phase separators, thermal treaters, electrostatic treaters and decantation tanks. The configuration and operating conditions of the primary separation equipment may vary depending on the quality of the oil produced. This work presents the mathematical modeling and simulation of the primary separation of oil from a typical plant in Peru, taking into account the operating variables such as temperature, pressure, flow and equipment design and also to analyze the consequences of the flow disturbance when entering the system. The mathematical modeling of the primary separation was based on the Nunes model for a three-phase separator. The differential equations obtained from the system are developed through two simulation alternatives, the first with a programming code in Matlab® and the other with a block diagram in Simulink® from Matlab®. The results obtained from the simulation show the importance of the settling tanks for cases of flow disturbance at the entrance to the system and the possibility of simulating new equipment configurations and evaluating different disturbances.

Keyword: Oil, Simulation, Processes, Peru, Mathematical Modeling, Simulink, Matlab

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Etapas da produção de petróleo	19
Figura 2.1: Diferentes tipos de emulsões. Adaptado de Salager (1999)	22
Figura 2.2: Exemplo de mecanismo de desestabilização de emulsões. Kokal (2002).....	23
Figura 2.3: Esquema da geologia de um reservatório de petróleo. Andrade (2009).....	25
Figura 2.4: Poço produtor por bombeio mecânico com hastes, “bombas cabeça de cavalo”. Thomas (2004)	26
Figura 2.5: Sistema de compressão principal do gás em três estágios, com resfriadores e vasos depuradores. Figueira (2007)	26
Figura 2.6: A obtenção do petróleo estabilizado	27
Figura 2.7: Mapa de distribuição de contratos e blocos de petróleo no Peru. (Fonte: PERUPETRO, 2010)	29
Figura 2.8: Dados de Produção de Petróleo e GNL no Peru. (Fonte: PERUPETRO-Nov. 2013).....	30
Figura 2.9: Mapa de distribuição das Refinarias no Peru. (Fonte: Ministério de Energia e Minas do Peru)	31
Figura 2.10: Refinaria “Talara” (Fonte: PETROPERU.COM.PE, 04/07/2014).....	32
Figura 2.11: Refinaria “La Pampilla” (Fonte: Jornal “Gestión”, 12/11/2014)	32
Figura 2.12: Distribuição de combustíveis (Fonte: próprio).....	34
Figura 2.13: Demanda de Combustíveis no Peru. (Fonte: Direção Geral de Hidrocarbonetos de Energia e Minas-Peru, 2013)	35
Figura 2.14: Blocos de produção de petróleo da Pluspetrol. (Fonte: PERUPETRO)	36
Figura 2.15: Sistema de produção de Petróleo da Pluspetrol (Fonte: Pluspetrol).....	36
Figura 2.16: Esquema geral da separação primária do petróleo, água e restos de gás	37
Figura 2.17: Esquema do separador trifásico horizontal. Arnold-Stewart (1998).....	39
Figura 2.18: Separador trifásico com placas coalescência. Nunes (1994)	40
Figura 2.19: Projeto da câmara e vertedouro. Arnold-Stewart (1998).....	40
Figura 2.20: Desenho interno do Separador em referencia ao vertedouro. Arnold-Stewart (1998).....	42
Figura 2.21: Knockout de água livre (FWKO). Arnold-Stewart (1998).....	43
Figura 2.22: Desenho esquemático do Tanque de Lavagem ou Decantação. Arnold-Stewart (1998).....	43
Figura 2.23: Tratador Térmico Vertical com o queimador menor em seu interior (Fonte: <i>Diverse Energy Systems, 2013</i>).....	45
Figura 2.24: Detalhes de um Tratador Térmico horizontal com um queimador maior em seu interior (Fonte: <i>Diverse Energy Systems, 2013</i>).	46
Figura 2.25: Polarização das gotas de água. Figueira (2007).....	47
Figura 2.26: Tratador Eletrostático com suas placas que geram o campo elétrico (Fonte: Laksel).....	48
Figura 2.27: Configuração de um tratador eletrostático de baixa velocidade e dos eletrodos. Figueira (2007).....	48
Figura 2.28: Configuração de um tratador eletrostático de alta velocidade e dos eletrodos. Figueira (2007).....	49

Figura 3.1: Estudo de Caso I, sistema de processamento primário do petróleo sem a presença de tanques de decantação intermediários	58
Figura 3.2: Estudo de Caso II, sistema de processamento primário do petróleo com a presença de tanques de decantação intermediários	60
Figura 3.3: Separador trifásico caso 1 , $hl < h_{vert}$ ($y = 1$)	62
Figura 3.4: Separador trifásico caso 2, $hl \geq h_{vert}$ ($y = 1$)	62
Figura 3.5: Variáveis de controle para o tanque de decantação	66
Figura 3.6: Tanques de decantação em série	66
Figura 3.7: Separador trifásico antes do tratador térmico (Estudo de caso I).....	68
Figura 3.8: Tanque de decantação antes do tratador térmico (Estudo de caso II)	69
Figura 3.9: Tratador Térmico caso 1, $hl < h_{vert}$	69
Figura 3.10: Tratador eletrostático na Planta de Processamento Primário.....	71
Figura 3.11: Tratador eletrostático caso 1, $hl < h_{vert}$	71
Figura 3.12: Esquema da trajetória da gotícula nas placas paralelas. Filgueiras (2005) ..	73
Figura 4.1: Nível total (ht), nível de água (hw) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (hl) no Separador Trifásico (m)	83
Figura 4.2: Vazão de saída de petróleo (Ls) do Separador Trifásico ($m3s$).....	83
Figura 4.3: Pressão Ps no Separador Trifásico ($kgfcm2$)	84
Figura 4.4: Nível total $httk1$ do Tanque N° 1 (m)	84
Figura 4.5: Vazão de saída de petróleo $Lstk1$ do Tanque N° 1 ($m3s$)	84
Figura 4.6: Nível total $httk2$ do Tanque N°2 (m)	85
Figura 4.7: Vazão de saída de petróleo $Lstk2$ do tanque N°2 ($m3s$)	85
Figura 4.8: Nível total ($httt$), nível de água ($hwtt$) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo ($hltt$) no Tratador Térmico (m).....	86
Figura 4.9: Vazão de saída de petróleo $Lstt$ no Tratador Térmico ($m3s$)	86
Figura 4.10: Pressão $Pstt$ no Tratador Térmico ($kgfcm2$)	86
Figura 4.11: Nível total ($htte$), nível de água ($hwte$) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo ($hlte$) no Tratador Eletrostático (m)	87
Figura 4.12: Vazão de saída de petróleo $Lste$ no Tratador Eletrostático ($m3s$)	87
Figura 4.13: Pressão $Pste$ no Tratador Eletrostático ($kgfcm2$).....	88
Figura 4.14: Configuração para usar outros tipos de solver para a solução matemática ..	89
Figura 4.15: “Mask” no bloco do cálculo de vazão de saída de petróleo.....	90
Figura 4.16: Simulação Processamento Primário com possibilidade de usar os Tanques de decantação	91
Figura 4.17: Esquema de blocos para a modelagem de Nunes para um separador trifásico	92
Figura 4.18: Distribuição das saídas do Separador Trifásico	93
Figura 4.19: Variação do nível total (ht), nível de água (hw) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (hl) no Separador Trifásico com degrau de +7% da entrada dos líquidos	94
Figura 4.20: Perturbação na vazão de entrada do petróleo (Le) e água (We) no Separador Trifásico ($m3s$).....	95
Figura 4.21: Variação do nível total (ht), nível de água (hw) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (hl) no Separador Trifásico com degrau +2% e +5% da entrada dos líquidos	96
Figura 4.22: Variação da pressão Ps no Separador Trifásico ($kgfcm2$)	97
Figura 4.23: Variação da vazão de saída do petróleo Ls do separador trifásico ($m3s$)	97
Figura 4.24: Distribuição das entradas e saídas do Tanque N°1	98

Figura 4.25: Vazão de saída do petróleo <i>Lstk1</i> do Tanque N°1 (<i>m3s</i>)	98
Figura 4.26: Nível total <i>htk1</i> no Tanque N°1 (<i>m</i>)	99
Figura 4.27: Distribuição das entradas e saídas do Tanque N°2.....	99
Figura 4.28: Vazão de saída do petróleo <i>Lstk2</i> no Tanque N° 2 (<i>m3s</i>)	99
Figura 4.29: Nível total <i>htk2</i> no Tanque N° 2 (<i>m</i>).....	100
Figura 4.30: Distribuição das vazões de entrada e saída do Tratador Térmico	100
Figura 4.31: Nível total <i>httt</i> , nível de água <i>hwtt</i> na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo <i>hltt</i> do Tratador Térmico sem tanques de separação – Estudo de Caso I (<i>m</i>).	101
Figura 4.32: Nível total <i>httt</i> , nível de água <i>hwtt</i> na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo <i>hltt</i> do Tratador Térmico com tanques de separação – Estudo de Caso II (<i>m</i>).	101
Figura 4.33: Variação da pressão <i>Pstt</i> no Tratador Térmico para os Estudos de Caso I e II (<i>kgfcm2</i>).....	102
Figura 4.34: Variação da vazão de saída do petróleo <i>Lstt</i> no Tratador Térmico para os Estudos de Caso I e II (<i>m3s</i>).....	102
Figura 4.35: Distribuição das vazões de entrada e saída do Tratador Eletrostático	103
Figura 4.36: Nível total <i>htte</i> , nível de água <i>hwte</i> na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo <i>hlte</i> do Tratador Eletrostático sem tanques de separação – Estudo de Caso I.....	103
Figura 4.37: Nível total <i>htte</i> , nível de água <i>hwte</i> na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo <i>hlte</i> do Tratador Eletrostático com tanques de separação – Estudo de Caso II.....	104
Figura 4.38: Variação da pressão <i>Pste</i> no Tratador Eletrostático para os Estudos de Caso I e II (<i>kgfcm2</i>)	104
Figura 4.39: Variação da vazão de saída do petróleo <i>Lste</i> do Tratador Eletrostático para os Estudos de Caso I e II (<i>m3s</i>)	105
Figura E.1: Para resolver as equações diferenciais relativas ao nível total da câmara de separação " <i>ht</i> " e o nível da fase oleosa da câmara de petróleo " <i>hl</i> ".....	118
Figura E.2: Para resolver a equação diferencial relativa ao nível de água na câmara de separação " <i>hw</i> ".	119
Figura E.3: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume de água na fase oleosa da câmara de separação " <i>Vwlcs</i> "......	119
Figura E.4: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume de petróleo na fase aquosa da câmara de separação " <i>Vlwcs</i> "......	120
Figura E.5: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume da fase aquosa na câmara de petróleo " <i>Vwlcl</i> "......	120
Figura E.6: Para resolver a equação diferencial relativa à pressão <i>Ps</i>	121

LISTA DE SIGLAS

API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
BSW	<i>Basic Sediments and Water</i> - concentração volumétrica de água na fase oleosa
BPD	Barris por dia
GNL	Gás natural liquefeito
A/O	Emulsão de água em petróleo
O/A	Emulsão de petróleo em água
TOG	Teor de petróleos e Graxas-Concentração volumétrica de petróleo na fase aquosa.
OSINERGMIN	Organismo de supervisão de investimentos em energia e mineração
PERUPETRO	Empresa Estadual de Peru que realiza a auditoria da produção de petróleo no Peru.

NOMENCLATURA

PARA O SEPARADOR TRIFÁSICO

C_{st}	: Comprimento do tanque cilíndrico [m]
C_{clst}	: Comprimento da câmara da fase oleosa [m]
C_{csst}	: Comprimento da câmara de separação [m]
Cv_{maxlst}	: Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase oleosa [kmol cm ² /kgf]
Cv_{maxwst}	: Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase aquosa [kmol cm ² /kgf]
Cv_{maxgst}	: Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase gasosa [kmol cm ² /kgf]
D_{st}	: Diâmetro do separador trifásico [m]
d_g	: Densidade específica da fase gasosa [-]
d_w	: Densidade específica da fase aquosa [-]
d_l	: Densidade específica da fase oleosa [-]
ef_{lwst}	: Eficiência de coleta de óleo da fase aquosa

- e_{fwlst} : Eficiência de coleta da água da fase oleosa
 G_{est} : vazão de gás que entra no separador trifásico [m³/s]
 G_{sst} : vazão de gás que sai do separador trifásico [m³/s]
 h_{vertst} : Altura da chicana (vertedouro) [m]
 h_{tst} : nível total na câmara de separação [m]
 h_{wst} : nível de água na câmara de separação [m]
 h_{lst} : nível da fase oleosa na câmara de petróleo [m]
 L_{vertst} : Comprimento da chicana [m]
 L_{est} : vazão de petróleo que entra no separador trifásico [m³/s]
 L_{sst} : vazão de petróleo que sai do separador trifásico [m³/s]
 L_{Vst} : Vazão de fase oleosa por cima da chicana [m³/s]
 P_{st} : Pressão no separador trifásico [kgf/ cm²]
 P_{jusst} : Pressão a jusante [kgf/ cm²]
 P_{compst} : Pressão da unidade de compressão, após a válvula de gás [kgf/ cm²]
 S_{gst} : Fração de abertura da válvula da fase gasosa
 S_{lst} : Fração de abertura da válvula da fase oleosa
 S_{wst} : Fração de abertura da válvula da fase aquosa
 V_{wclst} : Volume da fase aquosa na câmara da fase oleosa [m³]
 V_{wcsst} : Volume da fase aquosa na câmara de separação [m³]
 V_{wlcsst} : Volume de água na fase oleosa na câmara de separação [m³]
 V_{clst} : Volume da câmara da fase oleosa [m³]
 V_{csst} : Volume da câmara de separação [m³]
 W_{est} : vazão de água que entra no separador trifásico [m³/s]
 W_{sst} : vazão de água que sai do separador trifásico [m³/s]
 x_{wlcsst} : Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara de separação [m³/ m³]
 x_{wlclst} : Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara da fase oleosa [m³/ m³]
 x_{lwcsst} : Fração volumétrica de óleo na fase aquosa da câmara de separação [m³/ m³]
 ρ_{fl} : Massa específica da fase oleosa [kg/ m³]
 ρ_{fw} : Massa específica da fase aquosa [kg/ m³]
 ρ_l : Massa específica do óleo [kg/ m³]
 ρ_w : Massa específica da água [kg/ m³]
 γ_l : Peso específico da fase oleosa [kgf/ m³]
 γ_w : Peso específico da fase aquosa [kgf/ m³]

PARA O TANQUE DE DECANTAÇÃO N° 1

- h_{ttk} : nível total do tanque N°1 [m]
 h_{wtk1} : nível de água do tanque N°1 [m]
 L_{stk1} : vazão de petróleo que sai do tanque N°1 [m³/s]
 L_{etk1} : vazão de petróleo que entra no tanque N°1 [m³/s]
 W_{etk1} : vazão de água que entra no tanque N°1 [m³/s]
 W_{stk} : vazão de água que sai do tanque N°1 [m³/s]

PARA O TANQUE DE DECANTAÇÃO N° 2

- h_{ttk2} : nível total do tanque N°2 [m]
 h_{wtk2} : nível de água do tanque N°2 [m]
 L_{stk2} : vazão de petróleo que sai do tanque N°2 [m³/s]
 L_{etk2} : vazão de petróleo que entra no tanque N°2 [m³/s]
 W_{etk2} : vazão de água que entra no tanque N°2 [m³/s]
 W_{stk2} : vazão de água que sai do tanque N°2 [m³/s]

PARA O TRATADOR TÉRMICO

- C_{tt} : Comprimento do tratador térmico [m]
 C_{cltt} : Comprimento da câmara da fase oleosa [m]
 C_{cstt} : Comprimento da câmara de separação [m]
 $Cv_{maxlitt}$: Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase oleosa [kmol cm²/kgf]
 Cv_{maxwtt} : Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase aquosa [kmol cm²/kgf]
 Cv_{maxgt} : Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase gasosa [kmol cm²/kgf]
 D_{tt} : Diâmetro do tratador térmico [m]
 ef_{lwtt} : Eficiência de coleta de óleo da fase aquosa
 ef_{wtt} : Eficiência de coleta da água da fase oleosa
 G_{ett} : vazão de gás que entra no tratador térmico [m³/s]
 G_{stt} : vazão de gás que sai do tratador térmico [m³/s]
 h_{verttt} : Altura da chicana (vertedouro) [m]
 h_{ttt} : nível total na câmara de separação [m]

- h_{wtt} : nível de água na câmara de separação [m]
 h_{ltt} : nível da fase oleosa na câmara de petróleo [m]
 L_{verttt} : Comprimento da chicana [m]
 L_{ett} : vazão de petróleo que entra no tratador térmico [m³/s]
 L_{stt} : vazão de petróleo que sai do tratador térmico [m³/s]
 L_{Vtt} : Vazão de fase oleosa por cima da chicana [m³/s]
 P_{stt} : Pressão no tratador térmico [kgf/ cm²]
 P_{justt} : Pressão a jusante [kgf/ cm²]
 P_{comp} : Pressão da unidade de compressão, após a válvula de gás [kgf/ cm²]
 S_{gtt} : Fração de abertura da válvula da fase gasosa
 S_{ltt} : Fração de abertura da válvula da fase oleosa
 S_{wtt} : Fração de abertura da válvula da fase aquosa
 V_{wcltt} : Volume da fase aquosa na câmara da fase oleosa [m³]
 V_{wcs} : Volume da fase aquosa na câmara de separação [m³]
 V_{wlcstt} : Volume de água na fase oleosa na câmara de separação [m³]
 V_{cltt} : Volume da câmara da fase oleosa [m³]
 V_{cstt} : Volume da câmara de separação [m³]
 W_{ett} : vazão de água que entra no tratador térmico [m³/s]
 W_{stt} : vazão de água que sai do tratador térmico [m³/s]
 x_{wlcstt} : Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara de separação [m³/ m³]
 $x_{wlccltt}$: Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara da fase oleosa [m³/ m³]
 x_{lwcstt} : Fração volumétrica de óleo na fase aquosa da câmara de separação [m³/ m³]
 ρ_{fltt} : Massa específica da fase oleosa [kg/ m³]
 ρ_{fwtt} : Massa específica da fase aquosa [kg/ m³]

PARA O TRATADOR ELETROSTÁTICO

- C_{te} : Comprimento do tratador eletrostático [m]
 C_{clte} : Comprimento da câmara da fase oleosa [m]
 C_{cste} : Comprimento da câmara de separação [m]
 Cv_{maxlte} : Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase oleosa [kmol cm²/kgf]
 Cv_{maxwte} : Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase aquosa [kmol cm²/kgf]

- Cv_{maxgte} : Coeficiente de descarga máxima da válvula da fase gasosa [kmol cm²/kgf]
- D_{te} : Diâmetro do tratador eletrostático [m]
- ef_{lwte} : Eficiência de coleta de petróleo da fase aquosa
- ef_{wlte} : Eficiência de coleta da água da fase oleosa
- G_{eet} : vazão de gás que entra no tratador eletrostático [m³/s]
- G_{set} : vazão de gás que sai do tratador eletrostático [m³/s]
- h_{vertte} : Altura da chicana (vertedouro) [m]
- h_{tte} : nível total na câmara de separação [m]
- h_{wte} : nível de água na câmara de separação [m]
- h_{lte} : nível da fase oleosa na câmara de petróleo [m]
- L_{vertte} : Comprimento da chicana [m]
- L_{vte} : Vazão de fase oleosa por cima da chicana [m³/s]
- L_{eet} : vazão de petróleo que entra no tratador eletrostático [m³/s]
- L_{set} : vazão de petróleo que sai do tratador eletrostático [m³/s]
- P_{te} : Pressão no tratador térmico [kgf/ cm²]
- P_{juste} : Pressão a jusante [kgf/ cm²]
- P_{comp} : Pressão da unidade de compressão, após a válvula de gás [kgf/ cm²]
- S_{gte} : Fração de abertura da válvula da fase gasosa
- S_{lte} : Fração de abertura da válvula da fase oleosa
- S_{wte} : Fração de abertura da válvula da fase aquosa
- V_{wclte} : Volume da fase aquosa na câmara da fase oleosa [m³]
- V_{wcste} : Volume da fase aquosa na câmara de separação [m³]
- V_{wlcste} : Volume de água na fase oleosa na câmara de separação [m³]
- V_{clte} : Volume da câmara da fase oleosa [m³]
- V_{cste} : Volume da câmara de separação [m³]
- W_{eet} : vazão de água que entra no tratador eletrostático [m³/s]
- W_{set} : vazão de água que sai do tratador eletrostático [m³/s]
- x_{wlcste} : Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara de separação [m³/ m³]
- x_{wlccte} : Fração volumétrica de água na fase oleosa da câmara da fase oleosa [m³/ m³]
- x_{lwcste} : Fração volumétrica de óleo na fase aquosa da câmara de separação [m³/ m³]
- ρ_{flte} : Massa específica da fase oleosa [kg/ m³]
- ρ_{fwte} : Massa específica da fase aquosa [kg/ m³]

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	18
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.1 O Petróleo.....	20
2.1.1 Definições dos componentes do Petróleo cru	20
2.1.2 A geração de emulsões no petróleo.....	21
2.1.3 Classificação da qualidade de petróleo	23
2.2 Produção do petróleo no Peru.....	25
2.2.1 Contratos de Produção do Petróleo e Gás no Peru	28
2.2.2 Estatísticas da Produção de Petróleo e GNL no Peru	30
2.2.3 Refinarias no Peru.....	30
2.2.4 Sistema de distribuição dos combustíveis no Peru	33
2.2.5 A demanda de Combustíveis	34
2.2.6 Produções de petróleo da companhia Pluspetrol Norte S.A	35
2.3 Processamento Primário do Petróleo	37
2.3.1 Descrição do Equipamento.....	38
2.3.2 Considerações Gerais para dimensionamento dos separadores.....	49
3. MODELAGEM MATEMÁTICA DA SEPARAÇÃO PRIMARIA DE PETRÓLEO	57
3.1 Modelagem de Nunes em função dos parâmetros operacionais dos equipamentos.....	60
3.1.1 Modelagem para um Separador Trifásico ($y = 1$).....	61
3.1.2 Modelagem para um Tanque de Decantação.....	65
3.1.3 Modelagem para um Tratador Térmico ($y = 2$).....	68
3.1.4 Modelagem para o Tratador Eletrostático ($y = 3$).....	70
3.2 Modelagem de Nunes (1994) em função da coleta das gotículas nas placas	72
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	75
4.1 Simulação da Modelagem Matemática com uma linguagem de programação em Matlab®.....	75
4.1.1 Método numérico de Runge Kutta	75
4.1.2 Método de Runge Kutta de ordem 4 no Matlab®.....	75
4.1.3 Resultados da Simulação da Modelagem Matemática no Matlab®.....	76
4.2 Simulação da Modelagem Matemática em Simulink® do Matlab®	88

5	CONCLUSÕES.....	106
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	108
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109
	APÊNDICE	111
	A. Variação dos níveis no Separador Trifásico, Tratador Térmico e Tratador Eletrostático.....	111
	B. Base de calculo das equações que relaciona a vazão de fluido através da válvula (Q) com o sinal proveniente do atuador (X ou Y).....	113
	C. Cálculo da eficiência de separação nos equipamentos do processamento primário tendo em conta como base o separador trifásico.....	114
	D. Parte do algoritmo usado para a simulação com linguagem de programação em Matlab®.....	117
	E. Detalhes da simulação feita com o diagrama de blocos em Simulink® de Matlab®	118

1. INTRODUÇÃO

A formação do petróleo vem da deposição, no fundo de lagos e mares, de restos de animais e vegetais mortos ao longo de milhares de anos. Estes restos iam sendo cobertos por sedimentos, e mais tarde esses sedimentos se transformaram em rochas sedimentares. Pela ação do calor e da alta pressão provocados pelo empilhamento dessas camadas, possibilitou reações complexas, formando o petróleo.

Na atualidade o petróleo é um composto de extrema importância em nossa sociedade, não apenas como uma das principais fontes de energia utilizadas pela humanidade, como seus derivados servem de matéria-prima para a manufatura de inúmeros bens de consumo da petroquímica básica, tendo uma participação marcante na economia mundial.

As etapas da produção de petróleo são apresentadas na Figura 1.1. A exploração de petróleo em *onshore* (produção em Terra) ou *offshore* (produção no Mar) esta acompanhado com gás e água, incluindo contaminantes como sais, metais, sedimentos entre outros.

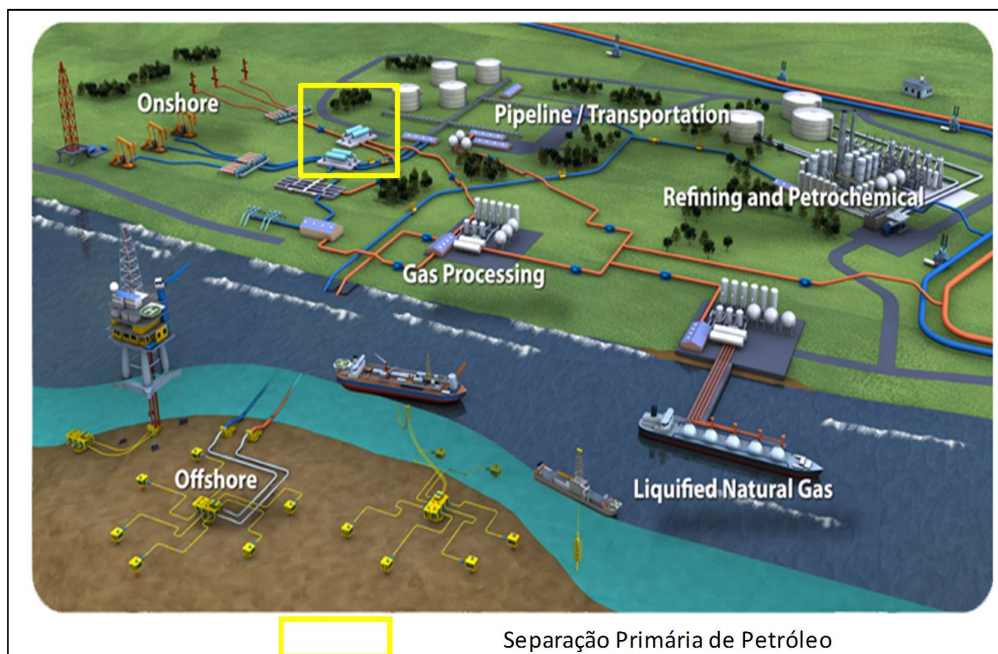


Figura 1.1: Etapas da produção de petróleo

Depois da exploração, principalmente de *onshore*, os fluidos são transportados para as plantas de processamento primário para sua separação básica e tratamento. Esta separação primária esta composta primeiro por um separador trifásico, no qual se considera a separação de três fases: a fase aquosa, oleosa e gasosa. A fase aquosa vai para um tratamento de água e assim seja reinjetado no reservatório. A fase gasosa vai para o processamento de gás para que seja usado como fonte de energia elétrica ou para obtenção de compostos básicos como etano, propano, butano e etano para o desenvolvimento da petroquímica básica. O petróleo separado contendo resíduos de água vai para o segundo equipamento que geralmente é o tratador térmico. Este tratador separa principalmente petróleo e água (algumas vezes resíduos de gás), essa separação é a causa da transferência de calor do queimador instalado no interior do equipamento, isso ajuda basicamente a diminuir a viscosidade do petróleo e a obter a separação da agua pela diferença de densidades e decantação. O petróleo separado que ainda contem água que sai do tratador térmico é transportado para o terceiro equipamento que é o tratador eletrostático onde se tem umas placas que geram um campo elétrico com ajuda de um transformador e assim causar a coalescência das gotas de água para sua decantação e obter um petróleo estabilizado que é enviado para seu processamento nas refinarias.

Então a importância da separação primária é obter as três correntes separadas para seu processamento respectivo. O maior problema com respeito ao petróleo estabilizado é quando não tem baixas quantidades de água, e ocasiona corrosão e incrustações nos equipamentos e linhas nas Refinarias como consequência dos sais e contaminantes que contem a água.

A variação da produção de petróleo influi na vazão de ingresso, temperatura e pressão na planta de separação primária e por isso o controle do comportamento dinâmico dos separadores de gás-petróleo-água nas plantas de separação primário é de vital importância para a operação dos equipamentos e o controle da qualidade do petróleo separado.

Portanto, **o objetivo do trabalho** é de desenvolver uma modelagem matemática e a simulação de uma planta de processamento primário de petróleo no Peru, para o análises das perturbações na vazão de ingresso no sistema e avaliar suas respostas em diferentes cenários da modelagem matemática, considerando a possibilidade de usar tanques de decantação que podam controlar as variações e assim o petróleo que é separado não seja afetado pelas perturbações.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 O Petróleo

2.1.1 Definições dos componentes do Petróleo cru

O petróleo bruto, extraído dos poços, é uma mistura complexa de hidrocarbonetos e seus compostos que se apresentam sob forma líquida, sólida ou gasosa. A forma líquida é comumente chamada de óleo ou petróleo, a gasosa constitui os gases naturais e a parte viscosa ou sólida constitui o betume encontrado nas areias betuminosas. O petróleo geralmente contém água com sais inorgânicos dissolvidos que devem ser eliminados no processamento primário. Portanto:

- a. **O gás associado**, contendo substâncias corrosivas e sendo altamente inflamável, deve ser removido por problemas de segurança (corrosão ou explosão).

- b. Água, sais e sedimentos** também devem ser retirados, para reduzirem os gastos com bombeamento e transporte, bem como para evitar corrosão ou acumulação de sólidos nas tubulações e equipamentos por onde o petróleo passa. Por isso, antes de ser enviado à refinaria, o petróleo passa pelo chamado Processamento Primário, realizado nas proximidades dos campos de produção (campos de petróleo). Ao final desse processamento, teremos fluxos separados de petróleo e gás, além do descarte da salmoura.
- c. O petróleo (óleo)** final conterá teores menores daqueles hidrocarbonetos mais facilmente vaporizáveis; ficando, então, menos inflamável que o petróleo cru. Por isso, esse petróleo a ser processado na refinaria, também é denominado Petróleo Estabilizado.

2.1.2 A geração de emulsões no petróleo

Santos (2006) definem uma emulsão como um sistema heterogêneo, consistindo de pelo menos um líquido imiscível disperso em outro em forma de gotas. O líquido que contém as gotas dispersas é denominado de fase contínua ou fase externa, e a outra é chamada de fase descontínua ou fase interna.

De acordo com Voyutsky (1978), as emulsões são classificadas em função da polaridade da fase dispersa no meio dispersante ou da concentração da fase dispersa no sistema. De acordo com a polaridade, as emulsões podem ser de um líquido não polar em um líquido polar (emulsão petróleo em água, O/A), sendo classificadas como de primeira ordem, ou podem ser de um líquido polar em um líquido não polar (emulsão água em petróleo, A/O), sendo, então, classificada de segunda ordem. Existem ainda as emulsões múltiplas, onde a partícula dispersa já é uma emulsão (A/O/A ou O/A/O).

Segundo Kokal (2002), as emulsões podem ser encontradas nos campos petrolíferos em quase todas as fases de produção: nos reservatórios, nos poços produtores, nas facilidades de produção, nos dutos de transporte, no processamento primário e no armazenamento. As emulsões tipo A/O são as mais comuns, devido à natureza

hidrofóbica dos agentes estabilizantes presentes no petróleo. Na Figura 2.1 se apresenta a forma das emulsões mais conhecidas:

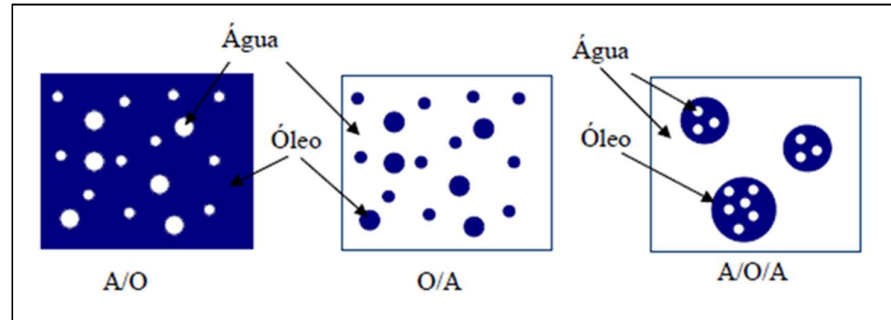


Figura 2.1: Diferentes tipos de emulsões. Adaptado de Salager (1999)

As características de uma emulsão mudam constantemente, desde o início de sua formação até a sua completa resolução. Isso ocorre devido à existência de uma grande variedade de substâncias presentes no petróleo (PAL *et al* , em 1992). Com o passar do tempo, o envelhecimento de uma emulsão pode causar a migração de agentes emulsificantes para interface da gota de água, tornando-se a interface mais rígida e mais estável.

Os asfaltenos são emulsificantes naturais de fração mais pesada e mais polar no petróleo bruto, desempenhando um papel preponderante na estabilização da emulsão A/O durante a produção do petróleo bruto.

A Figura 2.2 apresenta a emulsão que pode ser tratada por diferentes processos químicos e físicos de modo que se obtenha a floculação, coalescência e a sedimentação, para assim ter separado a água do petróleo.

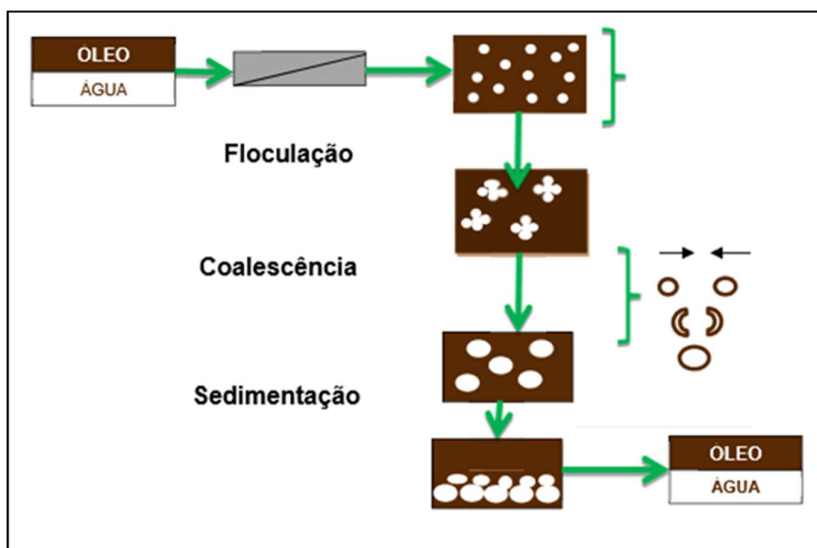


Figura 2.2: Exemplo de mecanismo de desestabilização de emulsões. Kokal (2002)

De acordo com Souza (2009), a floculação é a adesão reversível das gotículas, com manutenção do filme interfacial e da individualidade, formando uma rede bidimensional, sem coalescência. A coalescência é o processo de crescimento das gotículas emulsificadas, formando gotículas maiores que se separam completamente da fase externa. Na sedimentação (cremeação), as partículas da emulsão tendem a se separar do corpo da emulsão, sedimentando ou emergindo de acordo com a diferença de densidade entre as fases.

De acordo com Thomas (2004), a desestabilização pode ser realizada pela ação de calor, eletricidade e utilização de desmulsificantes. Quando a emulsão é submetida à influência de um campo elétrico, as gotas de água com seus sais dissolvidos em seu interior se polarizam através da reorientação dos dipolos moleculares com o campo elétrico imposto. Este tipo de coalescência é muito comum quando o campo aplicado é de corrente contínua. Entretanto, se o campo elétrico aplicado é de corrente alternada, o dipolo induzido provocado pela alternância do campo elétrico faz com que as gotas sofram distorções periódicas na sua forma, enfraquecendo o filme interfacial existente na interface A/O.

2.1.3 Classificação da qualidade de petróleo

- i) A mostra de petróleo e mesmo suas frações podem ser ainda caracterizadas pelo grau de densidade API ($^{\circ}\text{API}$), do *American Petroleum Institute*, definida por:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{densidade específica}} - 131.5 \quad (2.1)$$

A densidade específica do material é calculada tendo-se como referência a água. Obviamente, quanto maior o valor de $^{\circ}\text{API}$, mais leve é o composto.

Uma mostra de petróleo pode ser classificada segundo o grau de densidade API, como é apresentado na Tabela 2-1:

Tabela 2-1: Classificação do Petróleo adotado pela Petrobras quanto á densidade.

Fonte: Guimaraes (2007)

Petróleo	$^{\circ}\text{API}$	$d_{20/4^{\circ}\text{C}}^{(*)}$
Extraleve	$> 40,0$	$< 0,821$
Leve	$> 40,0^{\circ}\text{API} > 33,0$	$0,821 - 0,857$
Médio	$> 33,0^{\circ}\text{API} > 27,0$	$0,857 - 0,889$
Pesado	$> 27,0^{\circ}\text{API} > 17,0$	$0,889 - 0,937$
Extrapesado	$> 17,0^{\circ}\text{API} > 15,0$	$0,937 - 0,962$
Asfáltico	$< 15,0$	$> 0,962$

(*) Densidade relativa $d_{20/4^{\circ}\text{C}}$ é a razão entre a massa específica do petróleo a 20°C e a massa específica da água a 4°C

- ii) Segundo o teor de enxofre da amostra, tem-se a seguinte classificação para o petróleo bruto:
- Petróleos “doces” (*sweet*): teor de enxofre $< 0.5\%$ em massa
 - Petróleos “ácidos” (*sour*): teor de enxofre $> 0.5\%$ em massa
- iii) Também definem um tipo de petróleo a partir do seu teor de sal: podendo ser expresso em miligramas de *NaCl* por litro de petróleo, indica a quantidade de sal dissolvido na água presente no petróleo em forma de emulsão.

2.2 Produção do petróleo no Peru

Para encontrar petróleo no interior da rocha reservatório é necessário o estudo e a análise das bacias sedimentares pelos geólogos e geofísicos, para indicarem o local mais propício para acumulação do mesmo, e verificar a probabilidade de conter hidrocarbonetos em sua constituição. A Figura 2.3 apresenta um esquema geológico de um reservatório de petróleo. Esse procedimento é denominado prospecção, e o mesmo não garante que a perfuração vai obter êxito, no entanto, informações técnicas são fornecidas, com investimento relativamente baixo, em relação à perfuração de um único poço.

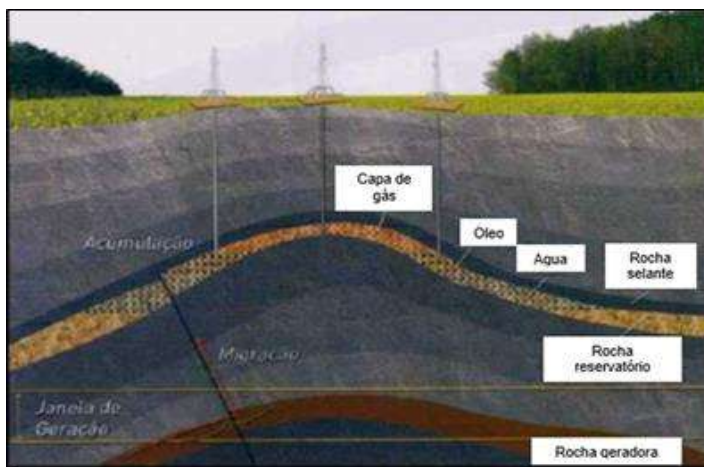


Figura 2.3: Esquema da geologia de um reservatório de petróleo. Andrade (2009).

Em caso de sucesso, a extração de petróleo cru dos poços é realizada por bombas de superfície conhecidas como “bombas cabeça de cavalo”, conforme é apresentado na Figura 2.4.

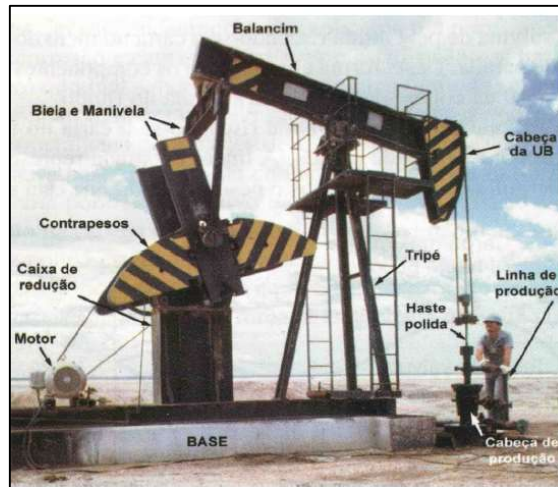


Figura 2.4: Poço produtor por bombeio mecânico com hastes, “bombas cabeça de cavalo”. Thomas (2004)

Em seguida o petróleo é transportado pelos *manifolds* de produção e oleodutos até os separadores primários (bifásicos), onde se realiza a separação de gás e petróleo com água, para que cada corrente tenha um processamento diferente. O gás separado vai para compressão, desidratação, turbo-expansão, expansão Joule Thompson e absorção refrigerada para obter o gás natural liquefeito (GNL), etano, propano, butano (petroquímica básica) ou só gás seco para a produção de energia elétrica. Um exemplo do sistema de compressão do gás é apresentado na Figura 2.5.

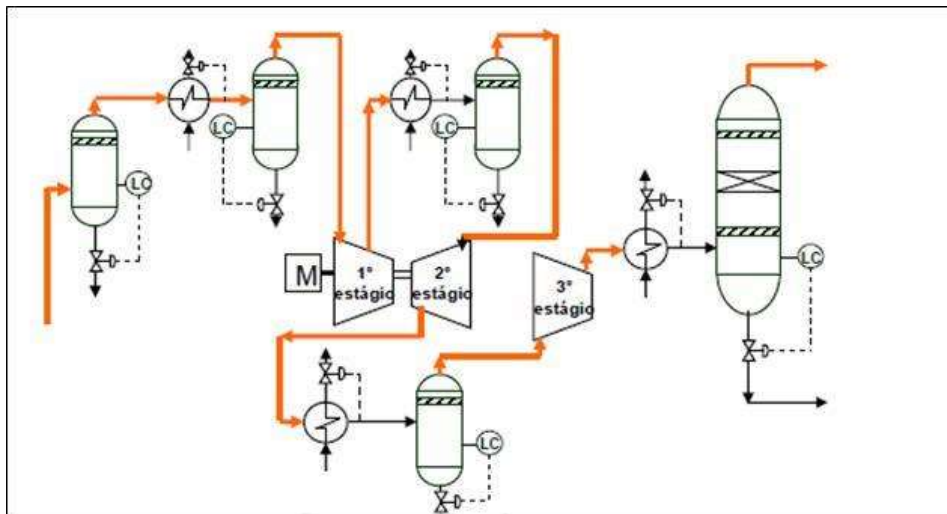


Figura 2.5: Sistema de compressão principal do gás em três estágios, com resfriadores e vasos depuradores. Figueira (2007)

Após a remoção da maior parte do gás, o petróleo, restos de gás e água são enviados para o Processamento Primário, que com o uso de separadores trifásicos, tratadores térmicos e eletrostáticos consegue-se a separação da água e os restos de gás, e obtém-se o petróleo estabilizado. A água passa por um tratamento para assim obter as condições de qualidade necessárias para a reinjeção no reservatório, enquanto que os resíduos produzidos são descartados do processo. O petróleo estabilizado é transportado pelos oleodutos às refinarias a onde ocorre a produção dos combustíveis para a frota de automóveis ou outros consumidores diretos.

A obtenção do petróleo estabilizado, de uma maneira geral, é apresentada na Figura 2.6.

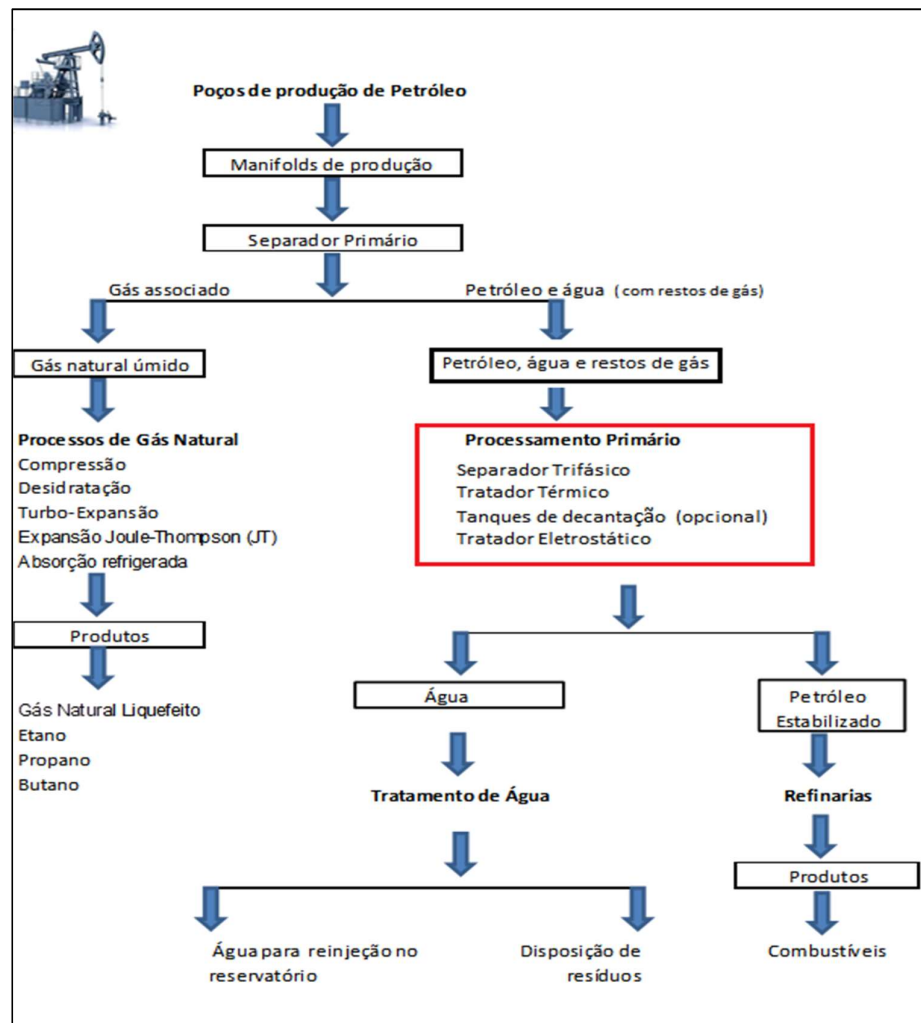


Figura 2.6: A obtenção do petróleo estabilizado

2.2.1 Contratos de Produção do Petróleo e Gás no Peru

O organismo estadual que faz a supervisão dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Peru é denominado de PERUPETRO. Para que essa distribuição ocorra de forma adequada à extensão territorial do Peru é dividida em blocos com áreas bem demarcadas, definidas pelo Estado são apresentadas na Figura 2.7. A exploração e produção do petróleo e gás natural devem ocorrer sem prejuízos para o Estado e com a responsabilidade de preservação do meio ambiente.

Através de um processo de licitação, o governo peruano designa esses blocos para as companhias que se comprometem a atender a todos os requisitos para a produção de petróleo pelo tempo de 20 anos.

A Tabela 2-2 apresenta as companhias que estão atualmente responsáveis pela produção de petróleo no Peru.

Tabela 2-2: Contratos de Produção de petróleo no Peru. (Fonte: PERUPETRO, 2010)

COMPANHIAS DE PETRÓLEO	BLOCO
GMP S.A	I / V
PETROLERA MONTERRICO S.A.	II / XV / XX
INTEROIL PERU S.A.	III / IV
SAPET DEVELOPMENT PERU INC	VI / VII
EMPRESA PETROLERA UNIPETRO ABC S.A.	IX
PETROBRAS ENERGIA PERU S.A.	X
OLYMPIC PERU INC	XIII
PLUSPETROL NORTE S.A.	1-AB / 8
MAPLE GAS CORPORATION DEL PERU SRL	31-B / 31-D / 31-E
AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL	31-C
PLUSPETROLE PERU CORPORATION S.A	56 / 88
REPSOL EXPLORACION PERU	57
PETROPERU S.A.	64
PERENCO PERU LIMITED	67
BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	Z-1
SAVIA PERU S.A	Z-2B / Z-6

A maioria dessas companhias é de capital estrangeiro. Atualmente os maiores produtores de petróleo são dos blocos 1-AB e 8 sendo da companhia Pluspetrol Norte,

e o bloco X da companhia Petrobras Energia Peru. A maior produção de gás natural são nos blocos 56 e 88 da companhia *Pluspetrol Peru Corporation*, no estado (departamento) de Cuzco, a produção teve origem através do Projeto Camisea.

Segundo PERUPETRO o gás que é produzido em Camisea é transportado à Planta de Processamento de Gás Natural de “Melchorita”.

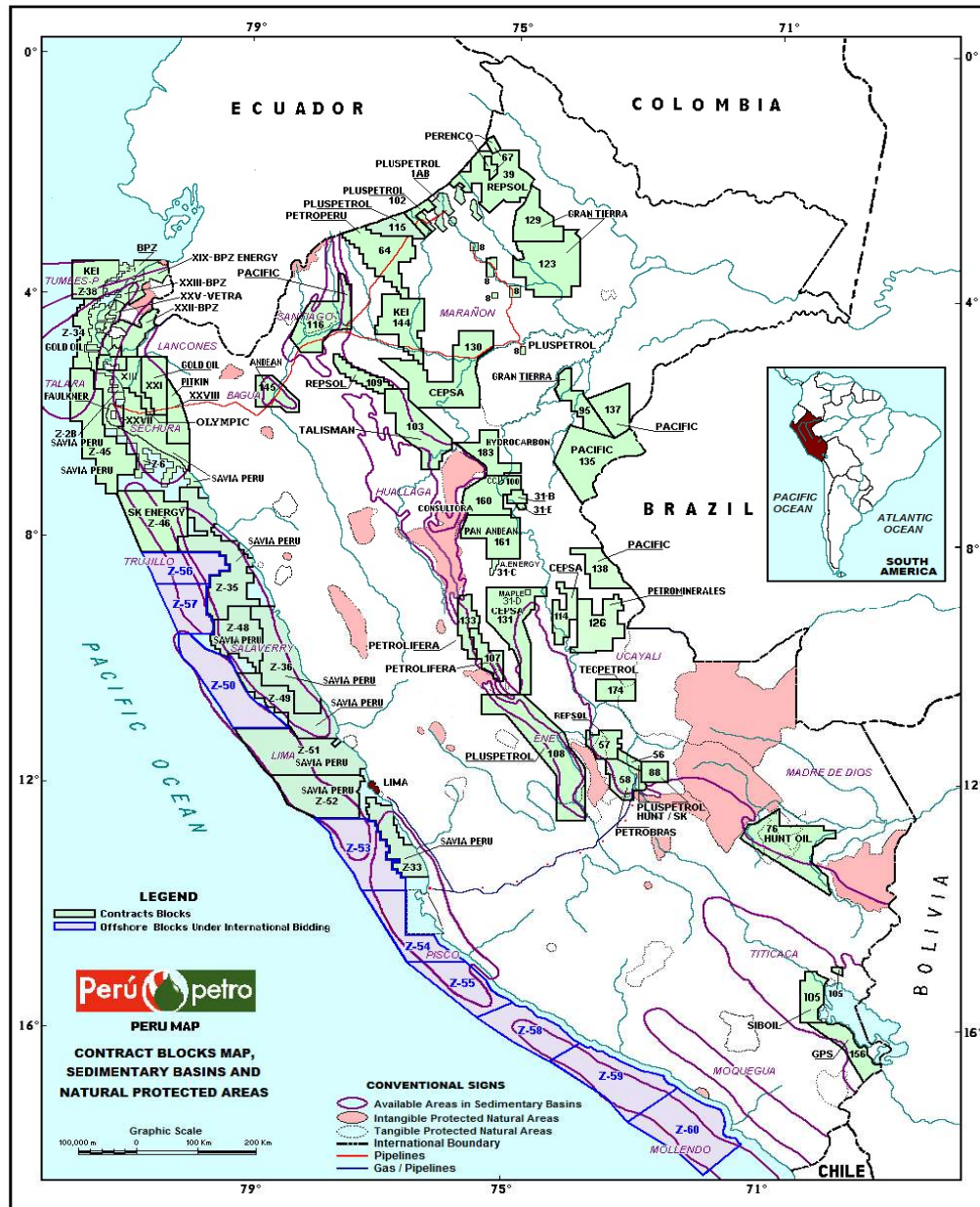


Figura 2.7: Mapa de distribuição de contratos e blocos de petróleo no Peru. (Fonte: PERUPETRO, 2010)

2.2.2 Estatísticas da Produção de Petróleo e GNL no Peru

Com base em dados de PERUPETRO, a Figura 2.8 apresenta a produção de petróleo e gás natural liquefeito, em barris de petróleo por dia, no Peru nos anos de 2012 e 2013:



Figura 2.8: Dados de Produção de Petróleo e GNL no Peru. (Fonte: PERUPETRO-Nov. 2013).

A produção total de gás natural tende a aumentar devido ao início de operação do reservatório de Gás de Camisea (GNL) no estado (departamento) de Cuzco.

2.2.3 Refinarias no Peru

Após estabilização, o petróleo é transportado às refinarias pelos oleodutos principais ou navios, o qual depende das Refinarias e a qualidade do petróleo a ser processado.

As refinarias do Peru são apresentadas na Figura 2.9, as quais são:

- Refinaria “La Pampilla”;
- Refinaria “Talara”;
- Refinaria “Conchan”;
- Refinaria “Pucallpa”;
- Refinaria “Iquitos”;
- Refinaria “Shiviyacu”;
- Refinaria “El Milagro”.

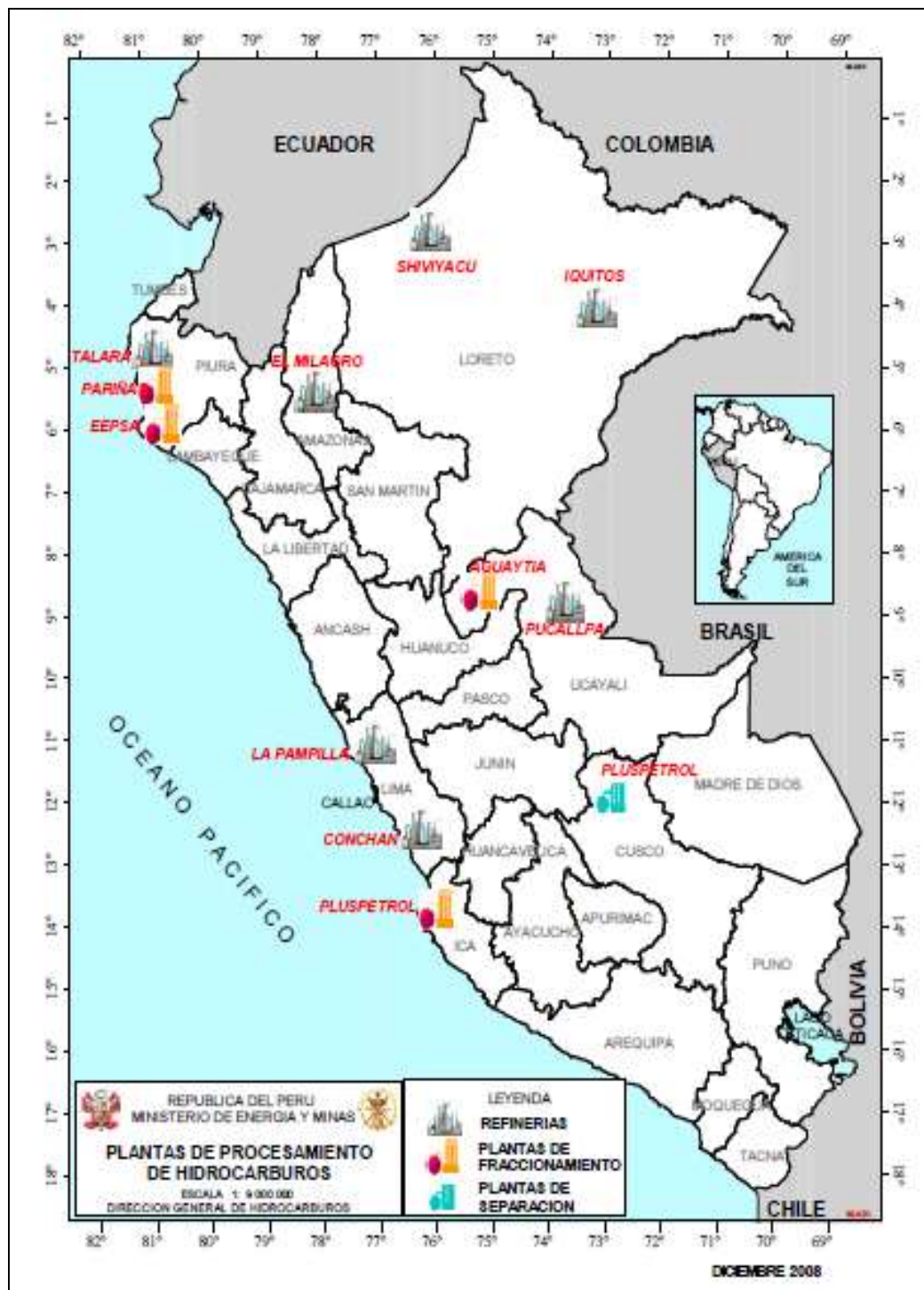


Figura 2.9: Mapa de distribuição das Refinarias no Peru. (Fonte: Ministério de Energia e Minas do Peru)

Mas as duas maiores refinarias são:

- **Refinaria “Talara”**, a qual é operada por PETROPERU que é administrada pelo estado peruano, a Figura 2.10 apresenta as principais unidades de processamento.



Figura 2.10: Refinaria “Talara” (Fonte: PETROPERU.COM.PE, 04/07/2014)

- **Refinaria “La Pampilla”**, a qual é operada por REPSOL que é administrada pelo capital espanhol. A Figura 2.11 apresenta a foto dos fornos e a unidade de Craqueamento Catalítico, até agora esta refinaria foi a mais desenvolvida com respeito à capacidade de processamento e a modernização.



Figura 2.11: Refinaria “La Pampilla” (Fonte: Jornal “Gestión”, 12/11/2014)

A Tabela 2-3 apresenta as diferenças principais entre as duas refinarias maiores com respeito às capacidades de processamento.

Tabela 2-3 Capacidade de Processamento das maiores Refinarias do Peru (Fonte: Ministério de Energia e Minas do Peru - 2001)

Refinaria	Cidade	Unidades de Processo	Capacidade de Processamento – (BPD)
Refinaria Talara	Talara – Piura	Unidade de Destilação Atmosférica I	62 000
		Unidade de Destilação a Vácuo	24 000
		Unidade de Craqueamento Catalítico	16 600
		Unidade de Processo Merox	10 000
Refinaria La Pampilla	Lima	Unidade de Destilação Atmosférica I	37 000
		Unidade de Destilação Atmosférica II	65 000
		Unidade de Destilação a Vácuo	18 000
		Unidade de Craqueamento Catalítico	8 500
		Unidade de Reforma Catalítica	1 700
		Unidade de Desulfurização	2 700

2.2.4 Sistema de distribuição dos combustíveis no Peru

A Figura 2.12 apresenta a distribuição de combustíveis no Peru. Segundo OSINERGMIN (Organismo de supervisão de investimentos em energia e mineração, do Peru) os combustíveis produzidos nas refinarias ou importados são transportados para as distribuidoras, onde inicia o comércio com os postos para a venda às frotas de veículos ou para os outros mercados que têm alta demanda de combustível, como as áreas de mineração, aviação ou navegação.

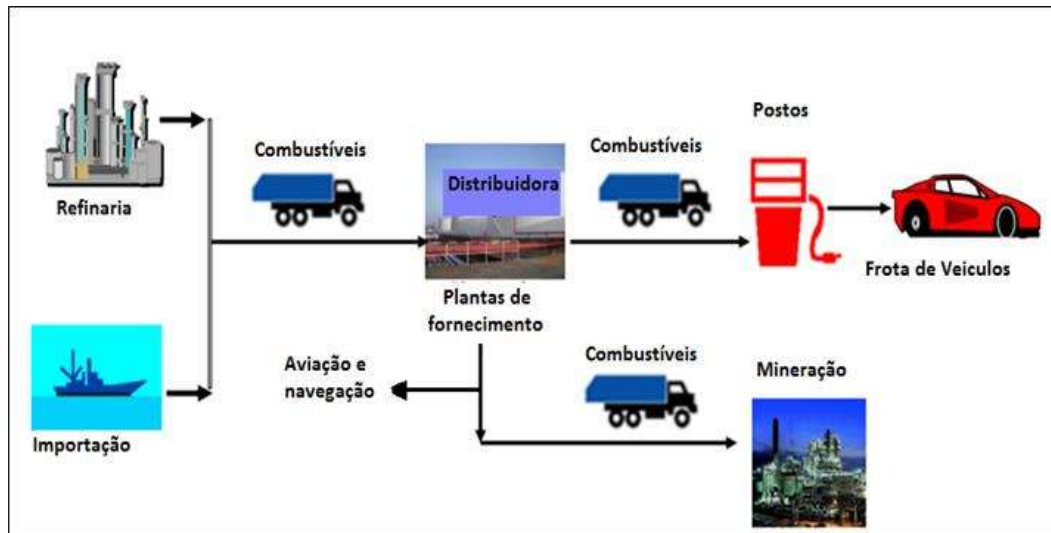


Figura 2.12: Distribuição de combustíveis (Fonte: próprio)

As distribuidoras podem ser a Repsol, PETROPERU, Mobile, Primax, PECSA, entre outras. O sistema de distribuição, supervisão do preço e o controle da qualidade dos produtos são de responsabilidade da OSINERGMIN.

Atualmente se têm um alto consumo de combustível na mineração, porque o Peru é um dos principais produtores de cobre e outros metais no mundo.

2.2.5 A demanda de Combustíveis

Como a demanda por combustíveis no Peru é maior que a sua produção nas refinarias é necessário à importação de combustíveis, em especial do diesel e gasolina.

A Figura 2.13 apresenta a demanda de diesel, GLP, gasolina, gás natural, entre outros combustíveis no Peru.

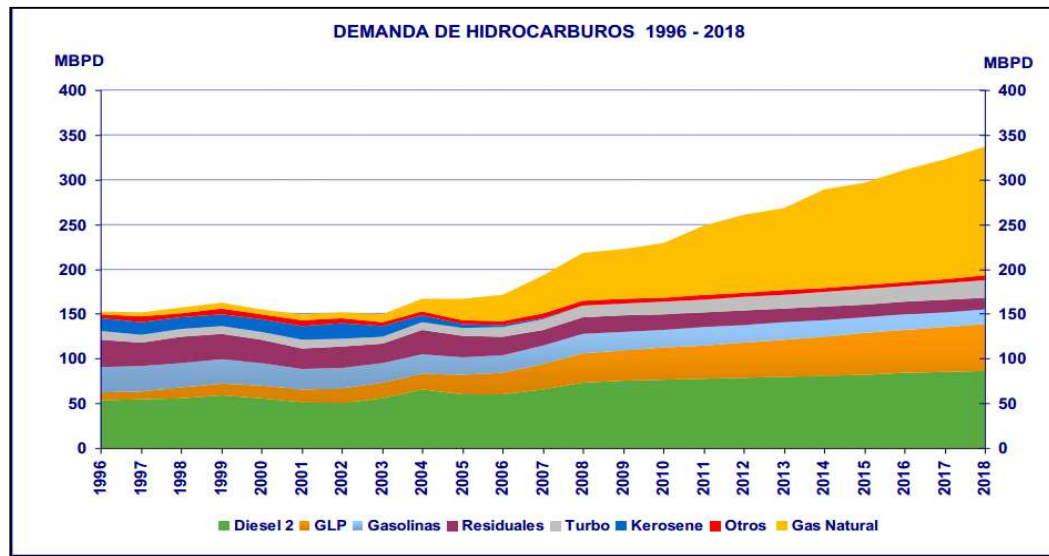


Figura 2.13: Demanda de Combustíveis no Peru. (Fonte: Direção Geral de Hidrocarbonetos de Energia e Minas-Peru, 2013)

A tendência da produção e demanda de gás natural no Peru é de crescimento, devido ao início de operação do reservatório do Projeto Camisea no estado de Cuzco.

2.2.6 Produções de petróleo da companhia Pluspetrol Norte S.A

A maior parte da produção de petróleo pela Pluspetrol está localizado na Bacia do Peru Marañon, Amazônia peruana, no bloco 1-AB em Andoas e no bloco 8 em Trompeteros, como é apresentado na Figura 2.14. É importante ressaltar, que esta companhia será o estudo de caso que se vai desenvolver nesta dissertação. Os dados dos modelos utilizados neste trabalho são da companhia Plusterol Norte S.A. **e serão usados só para fins acadêmicos.**

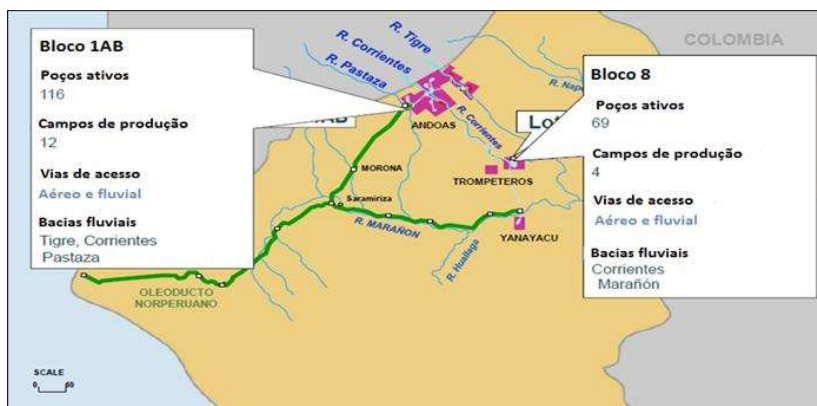


Figura 2.14: Blocos de produção de petróleo da Pluspetrol. (Fonte: PERUPETRO)

O sistema de produção de petróleo da companhia Pluspetrol é apresentado na Figura 2.15, onde o petróleo é extraído do reservatório a aproximadamente 2500 metros de profundidade. O gás e o petróleo com água são então enviados a separadores bifásicos, sendo o gás separado e conduzido a uma central termoeletrica e o petróleo com água para a planta de processamento primário. A água tratada é reinjetada ao reservatório para cumprir as leis peruanas de preservação ambiental e também para manter a pressão no reservatório e aumentar a produção de petróleo pelo método de “Recuperação Secundária”. O petróleo estabilizado é transportado ao litoral peruano através do oleoduto nor-peruano, propriedade do governo peruano através do PETROPERU e assim distribuído para as refinarias.

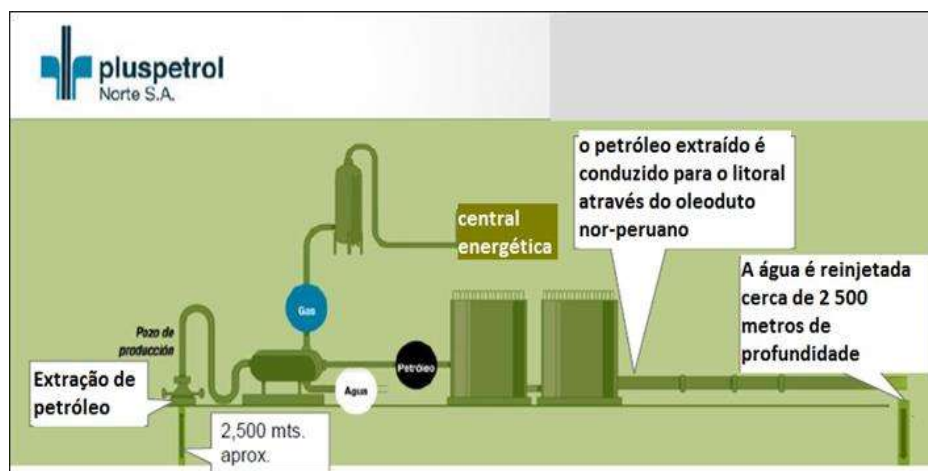


Figura 2.15: Sistema de produção de Petróleo da Pluspetrol (Fonte: Pluspetrol)

2.3 Processamento Primário do Petróleo

O presente trabalho não levará em conta o processamento de gás. O processamento primário de petróleo que se vai desenvolver é apresentado na Figura 2.16:

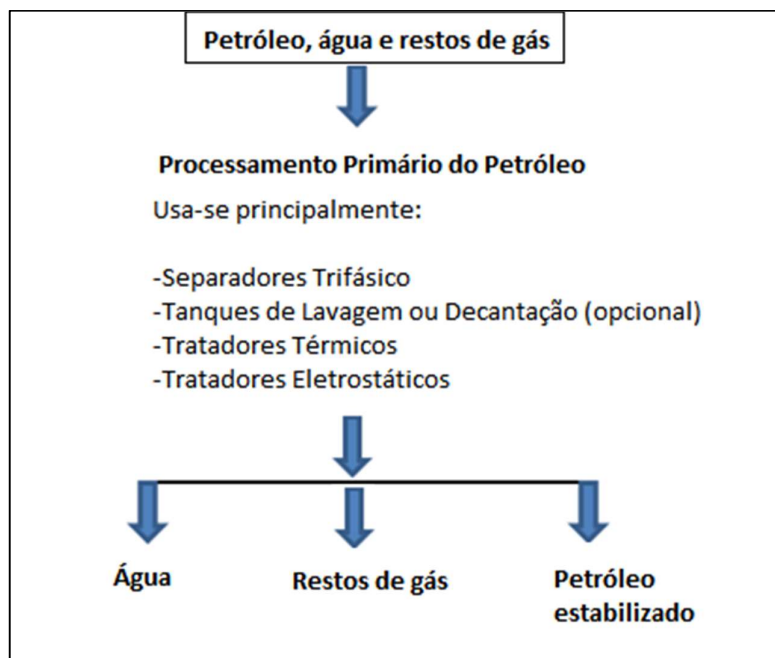


Figura 2.16: Esquema geral da separação primária do petróleo, água e restos de gás

O processamento primário do petróleo utiliza-se principalmente separadores e produtos químicos como:

- Separadores Bifásicos e Trifásicos.
- Tanques de lavagem ou de decantação (opcional, vai depender da produção de petróleo).
- Adição de substâncias químicas, chamadas desmulsificantes.
- Tratadores Térmicos
- Tratadores Eletrostáticos

Os separadores bifásicos são aplicados principalmente quando a quantidade de água é considerável, para que a separação seja principalmente pela diferença de densidades. Em seguida o petróleo cru é transportado ao Tratamento de Emulsões e a água ao Tratamento de Água Residual.

Segundo Arnold e Smith (1994) a elevada viscosidade das emulsões água-óleo dificulta a separação da água e provoca o aparecimento de espuma, requerendo o uso de temperaturas elevadas para tratar o petróleo e o consumo de produtos químicos, especialmente o desemulsificante e o antiespumante.

Uma tecnologia de separação gravitacional que tem crescentemente conquistado espaço entre as operadoras de petróleo é o uso de tanque de lavagem. Este apresenta as vantagens de maior tempo de residência pelo maior tamanho para o processo de separação e o uso de temperaturas mais brandas, o que é especialmente útil para petróleos pesados e que necessitariam de temperaturas muito elevadas se fossem considerados os tempos de residência tradicionais (de até 10 minutos).

Segundo Langston (2003), utilizados extensivamente os tratadores térmicos são aplicados ao tratamento das emulsões de petróleo e água. O calor é aplicado ao petróleo por aquecedores/queimadores instalados no interior dos equipamentos.

Já o tratamento eletrostático é o método mais eficaz para o processamento de grandes volumes de petróleo. Um único tanque de tratamento eletrostático irá superar o desempenho de vários separadores verticais padrão.

2.3.1 Descrição do Equipamento

2.3.1.1 Separador Trifásico horizontal

Separadores são concebidos como recipientes horizontais ou verticais pressurizados. Segundo Arnold-Stewart (1998) a Figura 2.17 apresenta uma visão esquemática de um separador horizontal. O líquido entra no separador e atinge um anteparo na entrada. Essa mudança repentina no movimento é responsável pela separação abrupta inicial de líquido e vapor. Na maioria dos separadores, a entrada contém um tubo de descida, que dirige o fluxo de líquido abaixo da interface Óleo/ Água (O/A), outros modelos também tem na entrada uma placa defletora que promove a fragmentação das fases, facilitando assim a saída do gás e ao mesmo tempo aumentando ainda mais o grau de dispersão das outras fases. Após se chocar com a placa defletora, petróleo e água vão para a câmara de separação, onde ocorre parcialmente a separação gravitacional entre os dois líquidos e a exaustão do gás.

Isto força a entrada da mistura de petróleo e água para se misturar com a fase contínua de água no fundo do recipiente e subir através da interface óleo / água. Esta etapa é

chamada de “água de lavagem”, e promove a coalescência das gotas de água que são arrastadas na fase contínua do petróleo, ainda mais a separação é favorecida com um conjunto de diversas placas paralelas que promovem a coalescência de gotas das fases dispersas, resultando em um número menor de gotas, mas com um diâmetro maior. Conforme a Lei de Stokes.

O desvio de entrada assegura que pouco gás seja transportado com o líquido, e a água de lavagem assegura que o líquido não se fique no topo da interface gás / óleo ou O/ A.

Segundo o trabalho de Nunes (1994) a seção de decantação da fase líquida do recipiente proporciona tempo suficiente para que o petróleo e a emulsão formem uma camada ou "*fase oleosa*" no topo do separador. A água livre assenta no fundo. A Figura 2.18 apresenta um separador horizontal típico, com um controlador do nível de interface entre água e óleo/emulsão. Na secção de decantação mantém-se o nível do petróleo até a altura de transbordo e o controlador de nível é responsável pelo controle de nível da água.

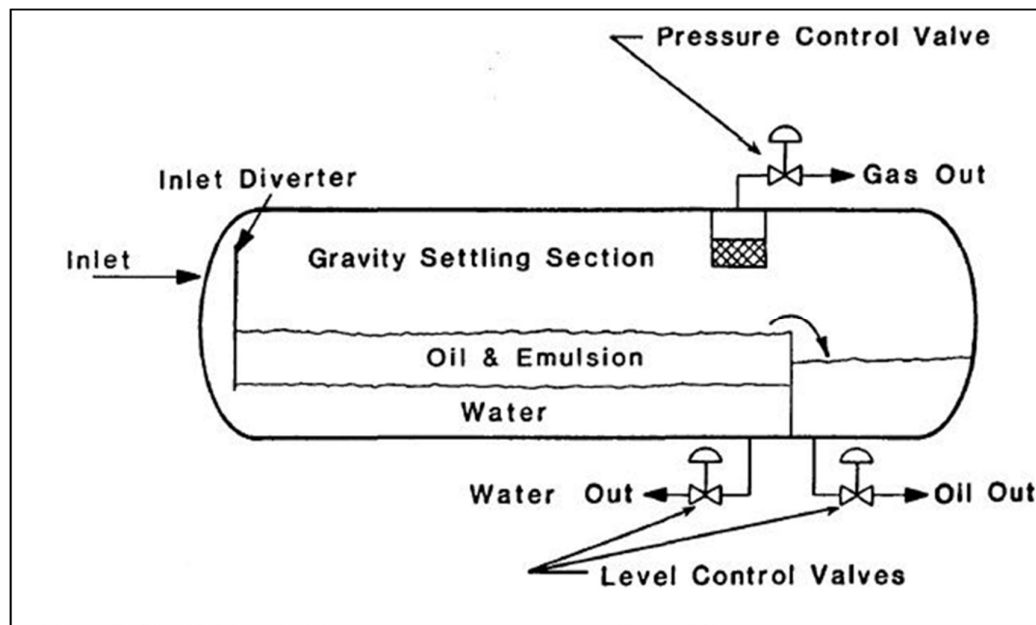


Figura 2.17: Esquema do separador trifásico horizontal. Arnold-Stewart (1998)

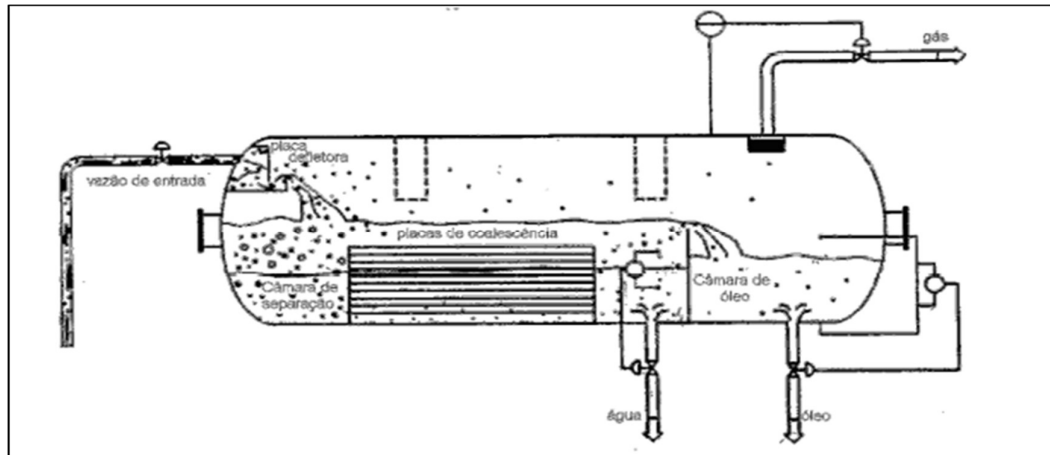


Figura 2.18: Separador trifásico com placas coalescência. Nunes (1994)

A água produzida a partir de fluxos de um bocal no recipiente situada a montante do vertedouro do petróleo. Um controlador de nível da interface detecta a altura da interface Óleo/ Água (O/A). O controlador envia um sinal para a válvula de descarga da água, permitindo, assim, a quantidade de água correta a deixar o recipiente de modo que a interface de O/A seja mantida na altura de projeto. O gás flui horizontalmente e para fora através da saída de vapor por uma válvula controladora de pressão que mantém a pressão do recipiente constante. O nível da interface gás / petróleo pode variar entre 50 a 75% do diâmetro do separador, isso vai depender da importância relativa de líquido / gás de separação. A configuração mais comum é a metade, e este é utilizado para as equações de concepção nesta seção. Equações similares podem ser desenvolvidas para outros níveis de interface.

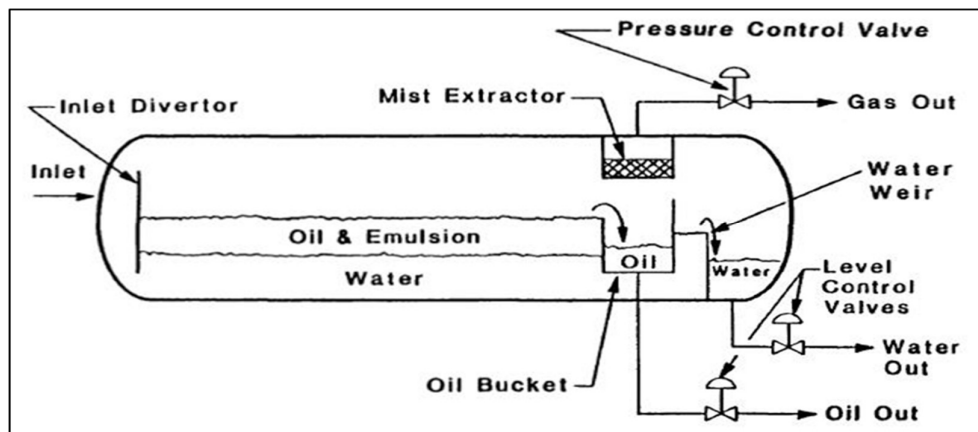


Figura 2.19: Projeto da câmara e vertedouro. Arnold-Stewart (1998)

A Figura 2.19 apresenta uma configuração alternativa conhecida como um desenho de "câmara e vertedouro". Este desenho elimina a necessidade de um controlador de interface líquido. Tanto o fluxo de petróleo e água sobre vertedouros pode ser determinado por um controle de nível, realizado por uma simples flutuação da bóia. O petróleo transborda do vertedouro de petróleo para uma câmara de petróleo em que o seu nível é controlado por um controlador de nível que opera a válvula de descarga do petróleo. A água flui sob a câmara de petróleo e, em seguida, ao longo de um vertedouro de água. O nível *downstream* deste vertedouro é controlado por um controlador de nível que opera a válvula de descarga de água.

A altura do vertedouro de petróleo controla o nível de líquido no recipiente. A diferença na altura dos vertedouros petróleo e água controla a espessura da fase oleosa, e depende das diferenças de gravidade específica das duas fases. É essencial para a operação do recipiente que a altura do vertedouro da água seja suficientemente inferior à altura do vertedouro de petróleo de modo que a espessura da fase oleosa proporcione um tempo de retenção do petróleo suficiente. Se o vertedouro da água é muito baixo e a diferença de gravidade específica não é tão grande como o previsto, então a camada do petróleo pode crescer em espessura para um ponto onde o petróleo será varrido para baixo da câmara de petróleo e para fora da saída de água. Normalmente, tanto o vertedouro do petróleo ou da água é feito de modo ajustável de forma que as alterações nas gravidades específicas de petróleo / água ou as taxas de fluxo podem ser acomodadas.

Para obter uma altura da camada do petróleo desejado (Figura 2.20), o vertedouro da água deverá ser ajustado a uma distância abaixo do vertedouro petróleo, o qual por Arnold-Stewart (1998) é calculado pela equação:

$$\Delta h = h_0 \left[1 - \left(\frac{\rho_0}{\rho_w} \right) \right] \quad (2.2)$$

O qual:

Δh : distância abaixo do vertedouro de petróleo, [in].

h_0 : altura da fase de petróleo desejada, [in].

ρ_0 : densidade de petróleo, [lb/ft³]

ρ_w : densidade da água, [lb/ft³]

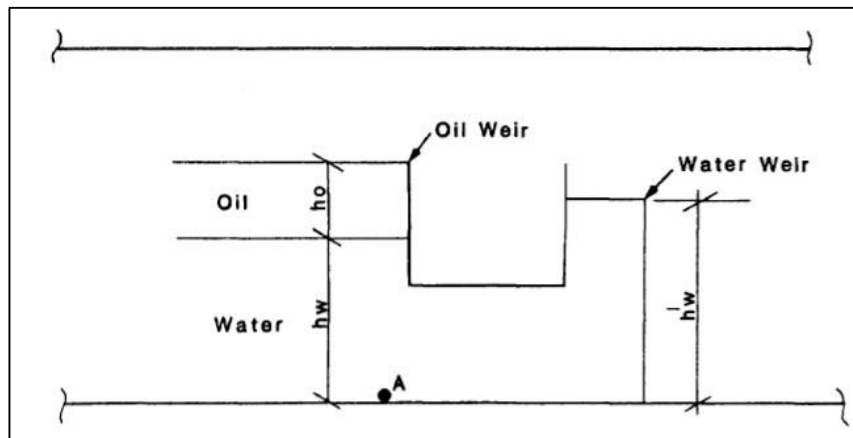


Figura 2.20: Desenho interno do Separador em referencia ao vertedouro. Arnold-Stewart (1998)

Esta equação ignora a altura da água e do petróleo que flui ao longo do vertedouro e apresenta uma visão dos níveis quando não há fluxo. Uma grande entrada de petróleo causará elevação na parte superior da camada do petróleo. Assim a camada do petróleo vai ficar mais espessa, e a câmara de petróleo deve ser suficientemente profunda de modo que o petróleo não flua sob ele. Do mesmo modo, uma grande entrada de água causará elevação no nível de água que flui ao longo do vertedouro, e haverá um grande fluxo de petróleo ao longo do vertedouro até que um novo nível de água "hw" seja estabelecido.

O controle da interface tem a vantagem de ser facilmente ajustável para tratar alterações inesperadas na gravidade específica do petróleo ou água, ou as taxas de fluxo. No entanto, em aplicações de petróleo pesados ou quando grandes quantidades de emulsão ou de parafina são esperadas, pode ser difícil medir o nível da interface. Em tal caso uma câmara e um controle do vertedouro são recomendados. Em algumas áreas do mundo, o termo "*knockout* de água livre" é reservado para um recipiente que processa uma entrada de fluxo líquido com pouco gás aprisionado e não faz qualquer tentativa para separar o gás a partir do petróleo. Tal recipiente tem apenas uma saída de petróleo e uma saída de água (sem saída de gás separado), conforme é apresentado na Figura 2.21. Deve ficar claro que os princípios de operação de um separador assim são os mesmos que os descritos acima.

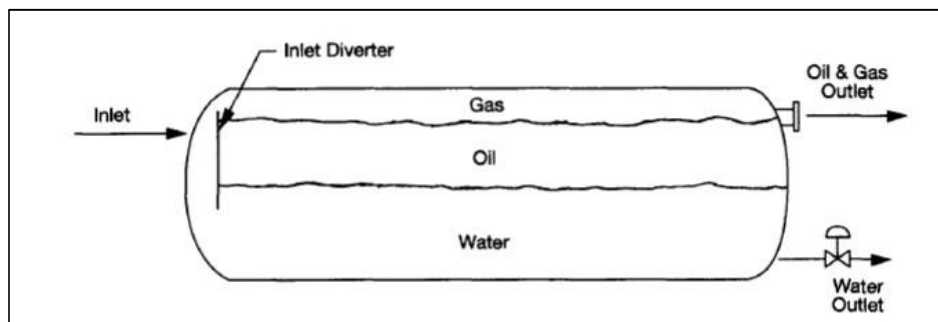


Figura 2.21: Knockout de água livre (FWKO). Arnold-Stewart (1998)

2.3.1.2 Tanques de Decantação ou de Lavagem

Para os casos de grande produção de petróleo é comum utilizar tanques de lavagem atmosféricos de grande capacidade (Figura 2.22) para efetuar uma melhor separação de petróleo-água, considera-se que se tem maior produção de água e pouca de gás, se o caso for maior de gás é melhor usar um separador trifásico de maior tamanho.

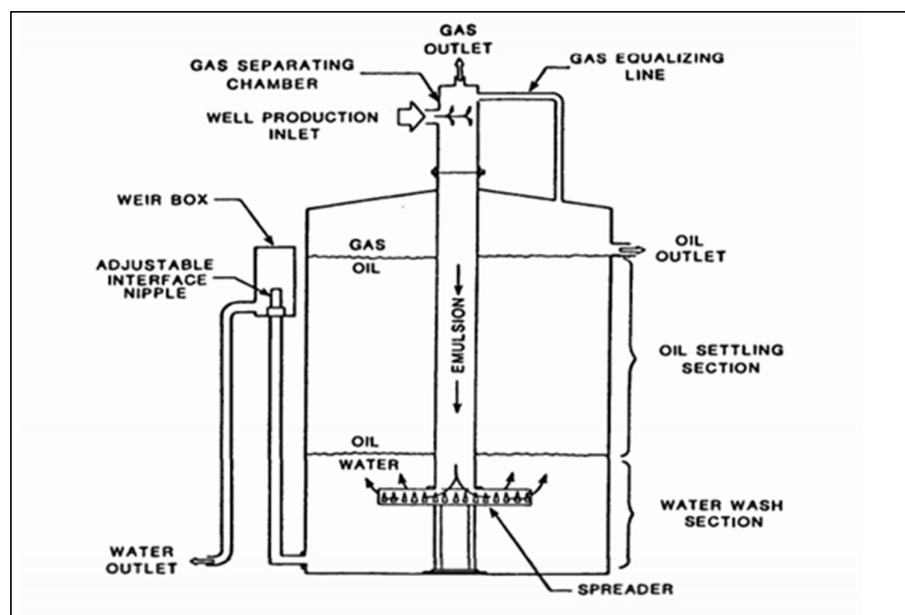


Figura 2.22: Desenho esquemático do Tanque de Lavagem ou Decantação. Arnold-Stewart (1998)

Segundo o trabalho de Pontes (2007), a separação no tanque de lavagem é principalmente ao contato da emulsão com sua própria fase dispersa, já separada no

tanque, fazendo uma “lavagem” da nova emulsão que ingressa no tanque. Geralmente na parte inferior dos tanques se tem um distribuidor que promove uma uniformidade de fluxo ao longo de toda a seção transversal do tanque, e assim quando a emulsão entra pela parte superior vai sendo “lavada” pela água que está sendo separada no processo e melhora a eficiência da coalescência das gotas. O petróleo é separado da água pela diferença de densidades. O petróleo vai para a parte superior e a água para o fundo do tanque, eles são retirados continuamente e a proporção de cada fase é definida através de um controle de nível que é estabelecido pela engenharia de processos.

2.3.1.3 Tratadores Térmicos

A diferença entre tratadores térmicos e separadores trifásicos é que o primeiro apresenta em seu interior um queimador usando como combustível gás ou petróleo estabilizado. Na maioria das vezes o queimador apresenta uma configuração em forma de “U”, e o objetivo é a transferência de calor do queimador para o fluido que entra no equipamento.

O volume de combustível requerido pelo queimador depende das várias condições operacionais do sistema, tais como: temperatura, da quantidade de água no petróleo e da vazão de fluido na entrada do tratador térmico. O fator mais importante em ter em conta é o volume de água, se a porcentagem de água no petróleo é alta se recomenda usar um tratador tipo “*knockout de água livre*” antes do tratador térmico para assim separar o máximo volume de água. Se não for usado esse tipo de tratador o consumo de combustível no queimador de um tratador térmico vai ser alto, porque se requer quase duas vezes mais de energia para esquentar a água (que se encontra no petróleo como emulsão) que o mesmo petróleo. Depois de usar o “*knockout de água livre*” o petróleo separado vai ter uma porcentagem menor aos 10%, de BSW (*Basic sediments and water*). Considera-se que o tratador térmico está sempre isolado para minimizar as perdas de calor ao meio ambiente.

O Calor produz três efeitos sobre emulsão de petróleo. Arnold-Stewart (1998):

- Aumenta a eficácia do produto químico, desemulsificantes;
- Reduz a viscosidade do petróleo e emulsão;
- Enfraquece o filme de petróleo tornando mais fácil o assentamento das gotas de água

Os tipos de Tratadores Térmicos são:

a. Tratadores Térmicos Verticais

A Figura 2.23 apresenta o desenho de um tratador térmico vertical a onde a entrada do petróleo com a emulsão é posicionada no topo do equipamento, enquanto que o queimador para a transferência de calor fica no fundo. Tais tratadores são aplicados as correntes de poços individuais e fluidos com uma alta porcentagem de gás. O tempo de retenção é de três a cinco minutos, esta configuração não é recomendada para grandes volumes de fluido.

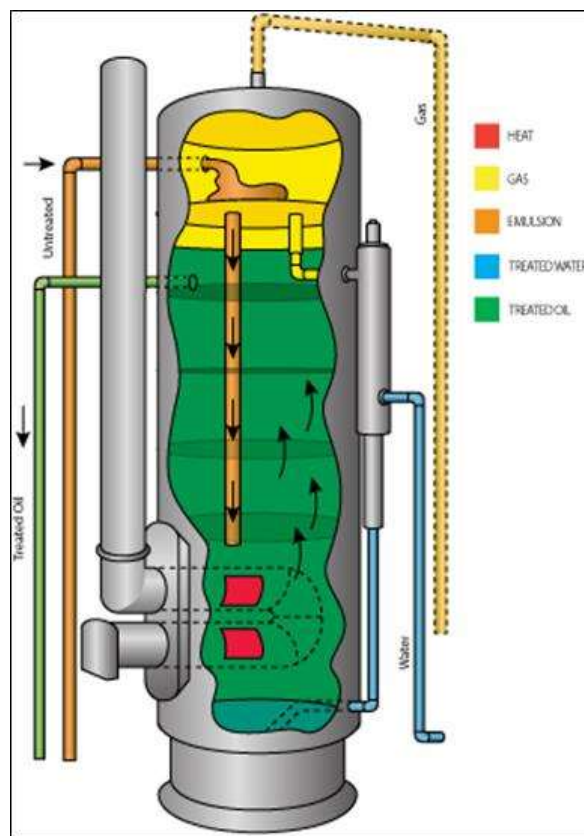


Figura 2.23: Tratador Térmico Vertical com o queimador menor em seu interior (Fonte: *Diverse Energy Systems, 2013*).

b. Tratadores Térmicos Horizontais

A Figura 2.24 apresenta o desenho do tratador térmico horizontal, ao contrário do vertical, são recomendados para grandes volumes de fluido, sendo utilizados para tratar as correntes de vários poços. Porém não são eficientes na separação de gás e ocupam grandes espaços na unidade industrial.

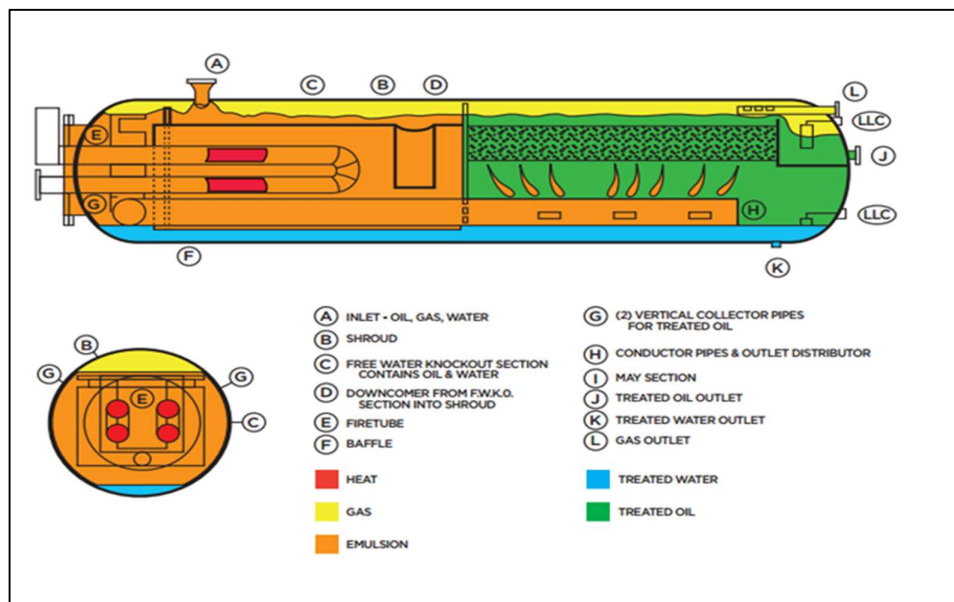


Figura 2.24: Detalhes de um Tratador Térmico horizontal com um queimador maior em seu interior (Fonte: *Diverse Energy Systems, 2013*).

2.3.1.4 Tratadores Eletrostáticos

O tratador eletrostático permite que a qualidade do petróleo atinja as especificações ditadas pelas normas do contrato de transferência de petróleo para as refinarias com respeito ao BSW (*basic sediment and water*) e o PTB (*pounds per thousand barrel*). Segundo o trabalho de Figueira (2007), o tratador eletrostático utiliza um campo elétrico (usando geralmente corrente alterna) que polariza as gotas de água. Uma vez polarizadas as gotas, elas tendem a passar da forma esférica para a forma elíptica e alinhar-se com as linhas de força do campo elétrico, dando origem às interações dipolo-dipolo de sentido contrário que se atraem. Para o processo contínuo de colisão entre as

gotas vai ter como consequência a coalescência das mesmas e finalmente a decantação por efeito da gravidade, isso é apresentado na Figura 2.25.

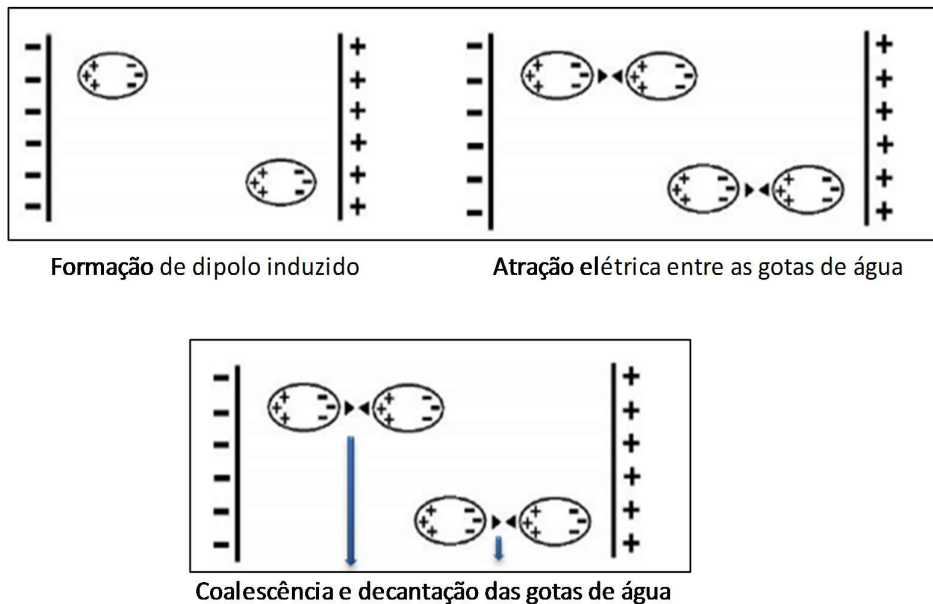


Figura 2.25: Polarização das gotas de água. Figueira (2007)

A Figura 2.26 apresenta o desenho típico de um tratador eletrostático da companhia de equipamentos Laksel, na parte de cima estão os transformadores e no interior do tratador estão as placas que geram o campo elétrico. O desenho das placas como a distância entre elas e seu tamanho depende da qualidade do petróleo que ingressa e que sai do sistema.

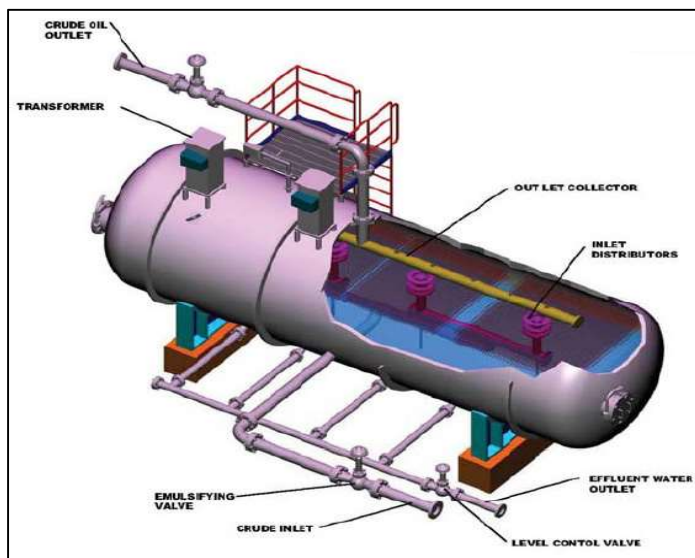


Figura 2.26: Tratador Eletrostático com suas placas que geram o campo elétrico
(Fonte: Laksel)

Os tipos de Tratadores Eletrostáticos são:

a. Tratador Eletrostático de baixa velocidade

Segundo o trabalho de Figueira (2007) apresenta-se a Figura 2.27 um tratador eletrostático de baixa velocidade, onde o ingresso de petróleo com emulsão é pela parte inferior do equipamento. Desta forma, a emulsão sofre uma pré-lavagem pela camada de água, podendo remover-se sais e outras partículas sólidas presentes na emulsão.

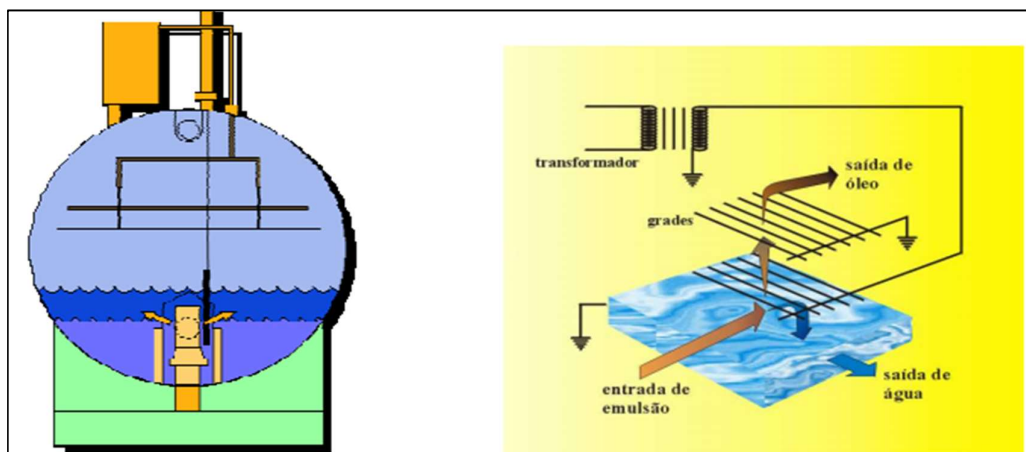


Figura 2.27: Configuração de um tratador eletrostático de baixa velocidade e dos eletrodos. Figueira (2007)

b. Tratador Eletrostático de alta velocidade

A Figura 2.28 apresenta o tratador eletrostático de alta velocidade segundo Figueira (2007), onde o ingresso de petróleo com emulsão é entre os eletrodos, por isso é muito suscetível às variações na alimentação do equipamento. A presença de água livre e grandes diâmetros das gotas de água na alimentação poderão acarretar uma desestabilização do sistema elétrico, ocasionado curto-circuito na região entre os eletrodos.

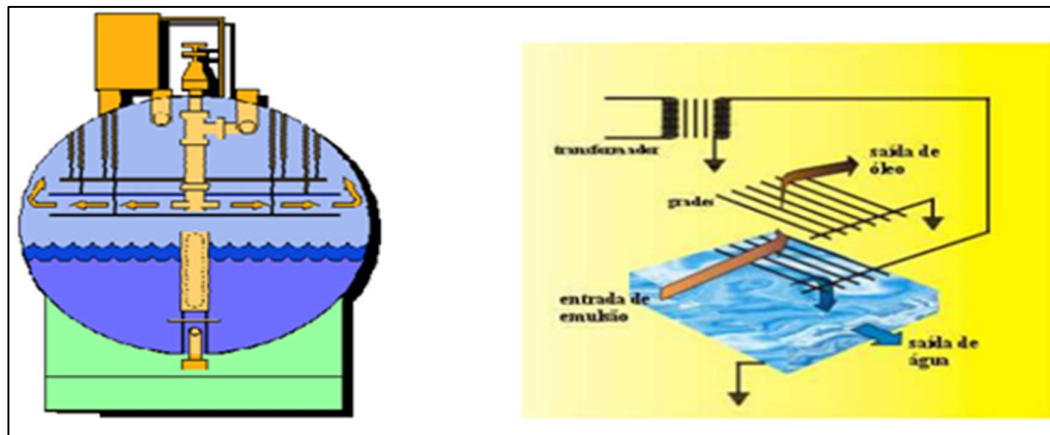


Figura 2.28: Configuração de um tratador eletrostático de alta velocidade e dos eletrodos. Figueira (2007)

2.3.2 Considerações Gerais para dimensionamento dos separadores

Para a apresentação das configurações dos equipamentos do processamento primário do petróleo como os separadores trifásicos, bifásicos, tratadores térmicos e eletrostáticos, optou-se neste trabalho por focar nos equipamentos horizontais e a base do dimensionamento leva-se em conta os fatores principais que governam a separação entre petróleo e água.

Segundo Arnold-Stewart (1998), os principais fatores que controlam o dimensionamento de tratadores de emulsão são:

- A entrada de calor requerido;
- Considerações de separação por gravidade;
- Equações de decantação;

- Equações de tempo de retenção;
- Tamanho das gotas de água.

2.3.2.1 Entrada de calor requerido para um Tratador Térmico

A entrada de calor necessária para obter a temperatura ótima para tratar a emulsão pode ser determinada a partir de Equação 2.3:

$$q = 16Q_o\Delta T[0.5(SG)_o + 0.1] \quad (2.3)$$

O qual:

q : Energia requerida para esquentar o fluido [kW]

Q_o : Vazão do petróleo, [BPD]

ΔT : Variação da temperatura do fluxo [$^{\circ}F$]

$(SG)_o$: Gravidade específica do petróleo em relação à água.

Para a Equação (2.3) considera-se que a quantidade de água na entrada do separador é 10% da vazão total. Caso contrário é necessário modificar a formulação da equação.

2.3.2.2 Considerações sobre a separação por gravidade

A maioria dos equipamentos para tratamento do petróleo depende da gravidade para separar as gotas de água a partir da fase contínua de petróleo, porque as gotas de água são mais pesadas do que o volume de petróleo que está deslocando no equipamento. No entanto, a força da gravidade é contraposta por uma força de arrastamento causado pelo movimento descendente através das gotas do petróleo. Quando as duas forças são iguais, uma velocidade constante é atingida que pode ser calculado a partir da Lei Stokes de acordo com a Equação 2.4 (em unidade inglesa):

$$V_t = 1.78 \times 10^{-6} \frac{(\Delta SG)d_m^2}{\mu} \quad (2.4)$$

O qual:

V_t : velocidade de decantação das gotas de água em relação à fase continua do petróleo [ft/s]

d_m : diâmetro das gotas de água, [micron].

ΔSG : diferença entre as gravidades especifica do petróleo e da água

μ : viscosidade dinâmica da fase continua do petróleo, centipoise [cp]

A Lei de Stokes governa quando o fluxo é laminar em torno das gotas de petróleo em água ou as gotas de água em petróleo. Para o fluxo turbulento nos equipamentos em questão a Lei de Stokes não é adequada, portanto modificações na Equação 2.4 são necessárias para representar este tipo de fluxo.

O coeficiente de arrasto ou resistência:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34 \quad (2.5)$$

O qual:

Re: Numero de Reynolds

A força de arrasto:

$$F_D = C_D A \rho \frac{v_t^2}{2g}$$

ρ : densidade da fase continua [lb/ft³]

g : gravidade [ft/s²]

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$Re = \frac{\rho D V_t}{g \mu'}$$

D: diâmetro das gotas de água [ft]

A força de empuxo de uma esfera do principio de Arquimedes:

$$F_B = (\rho_l - \rho_g) \frac{\pi D^3}{6}$$

Considerando que a gota de água se movendo a velocidade constante:

$$F_D = F_B$$

Então para nosso caso de fluxo turbulento, a equação para a separação por gravidade é:

$$V_t = 0.0199 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{0.5} \quad (2.6)$$

O qual:

ρ_l : densidade de líquido

$$D = d_m (3.281 * 10^{-6})$$

$$\mu' = \mu (2.088 * 10^{-5})$$

$$\rho_l = 62.4 * SG_l$$

$$\rho_g = 62.4 * SG_g$$

As conclusões que podem ser tiradas a partir da lei de Stokes são:

- Quanto maior o tamanho de uma gota de água, maior é o quadrado do seu diâmetro e, portanto, maior será a velocidade descendente. Isto é, quanto maior for o tamanho da gota, menor o tempo para seu assentamento no fundo do recipiente e, portanto, mais fácil será tratar o petróleo.
- Quanto maior for a diferença na densidade entre a gota de água e a fase do petróleo, maior será a velocidade descendente. Isto é, quanto mais leve for o petróleo, mais fácil será seu tratamento. Se a densidade API do petróleo é 10°API e a água for fresca (densidade específica ≈ 1), a velocidade de sedimentação é zero, visto que não existe nenhuma diferença de densidade.
- Quanto maior a temperatura, mais baixa a viscosidade do petróleo e, portanto, maior será a velocidade descendente. Por isso é mais fácil tratar o petróleo a altas temperaturas do que a baixas temperaturas (assumindo um pequeno efeito sobre a diferença de densidade, devido ao aumento da temperatura).

2.3.2.3 Equações de decantação

Segundo Arnold-Stewart (1998) a diferença de densidade entre as gotas de água dispersas e o petróleo resulta no afundamento da água para o fundo do recipiente do tratamento.

Uma vez que a fase contínua do petróleo flui verticalmente para cima em ambos os tratadores verticais e horizontais, a velocidade de descida da gota de água deve ser suficiente para superar a velocidade da viagem do petróleo para cima do tratador. Ao configurar a velocidade do petróleo igual à velocidade de decantação da água, as seguintes equações gerais de dimensionamento podem ser derivadas:

$$dL_{eff} = 438 \frac{FQ_o \mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \quad (2.7)$$

O qual:

d : diâmetro interno mínimo do separador [*in*]

Q_o : Vazão do petróleo [*BOPD*]

μ_o : viscosidade dinâmica da fase contínua do petróleo, centipoise [*cp*]

L_{eff} : comprimento da seção coalescência [*ft*]

ΔSG : diferença das gravidades específicas entre o petróleo e água (em relação à água)

d_m : diâmetro das gotas de água, [*mícron*]

F : Fator de turbulência ou de curto-circuito.

Se o tratador tem um espalhador e um coletor, então o fator de curto-circuito (F) do espalhador / coletor é 1. Se o tratador não tem o espalhador, coletor, ou ambos, em seguida, " F " deve haver algum valor superior a 1.

2.3.2.4 Equações do Tempo de Retenção

Segundo Arnold-Stewart (1998), petróleo deve ser mantido em uma determinada temperatura durante um período específico de tempo para permitir separar a emulsão de água em petróleo. Esta informação é muito melhor determinada no laboratório, mas, na ausência de tais dados, de 20 a 30 minutos é um bom ponto de partida.

O tempo de retenção na seção de coalescência-decantação de um tratador é o volume da seção de coalescência-decantação dividido pela taxa de fluxo do petróleo.

O volume da secção de coalescência-sedimentação é uma função do quadrado do diâmetro do recipiente e o comprimento do caminho do fluxo de escoamento da secção de coalescência.

Dependendo das propriedades específicas do fluxo a ser tratada, a geometria requerida para proporcionar um determinado tempo de retenção pode ser maior ou menor do que a geometria necessária para satisfazer a equação de decantação. A geometria do recipiente é determinada pela maior dos dois critérios.

As equações para o tempo de retenção são os seguintes.

$$d^2 L_{eff} = \frac{Q_o (t_r)_o}{1.05} \quad (2.8)$$

O qual:

t_r : tempo de retenção [*min*]

Q_o : Vazão do petróleo [*BOPD*]

F : Fator de curto-circuito.

2.3.2.5 Tamanho das gotas da água

A fim de desenvolver um procedimento para o projeto de um tratador, o tamanho das gotas da água a ser utilizado na equação de ajuste para alcançar um determinado corte de água na saída tem que ser determinado. Como mencionado anteriormente, seria extremamente raro ter dados de laboratório da distribuição do tamanho das gotas para uma dada emulsão enquanto que entra na secção de coalescência do tratador. Qualitativamente, seria de esperar que o menor tamanho das gotas, o que deve ser removido por um dado corte de água a:

- Aumentar com o tempo de retenção na secção de coalescência,
- Aumentar com a temperatura, o que tende a excitar o sistema, levando a mais de colisões pequenas gotas,
- Aumentar a viscosidade do petróleo, o que tende a inibir a formação de pequenas gotas de corte que ocorre no sistema.

Então para determinar a relação do tamanho de gotas de água podemos considerar que só depende da viscosidade de petróleo, para um corte de água de 1%, é através da Equação 2.9. Arnold-Stewart (1998),

$$d_{m1\%} = 200\mu^{0.25} \quad \mu_0 < 80cp \quad (2.9)$$

O qual:

$d_{m1\%}$: Diâmetro das gotas de água a ser separado do petróleo para um corte de água 1% [*microns*]

μ : viscosidade da fase de petróleo [*cp*]

Para o caso de tratadores eletrostáticos podemos usar:

$$d_{m1\%} = 170\mu^{0.4} \quad 3cp < \mu_0 < 80cp \quad (2.10)$$

Para casos onde o corte de água seja diferente a 1% podemos usar a relação:

$$\frac{d_m}{d_{m1\%}} = W_c^{0.33} \quad (2.11)$$

O qual:

d_m : Diâmetro das gotas de água a ser separado do petróleo para um corte de água $W\%$ [*microns*]

W_c : corte de água [%]

Essas equações e relações foram obtidas de uma quantidade de dados limitados, por isso se recomenda que antes de aplicar seja comprovada com os dados do tratador em análises.

2.3.2.6 Dimensionamento de campo elétrico para Tratadores Eletrostáticos

Segundo Arnold-Stewart (1998), a coalescência das pequenas gotas de água dispersas no petróleo pode ser feita submetendo a emulsão de água-em-petróleo a um campo elétrico de alta voltagem. Quando um líquido não condutor (petróleo) que contém um

Líquido condutor disperso (água) é submetido a um campo eletrostático, as partículas condutoras ou gotas são combinadas e causam um dos três fenômenos físicos:

- As gotas se tornam polarizadas e tendem a alinhar-se com as linhas de força elétrica. Ao fazer isso, os pólos positivos e negativos das gotas são levados ao lado uns dos outros. Atração elétrica leva as gotas em conjunto e os faz coalescer.
- As gotas são atraídas a um eléctrodo, devido a uma carga induzida. Em um campo AC, devido à inércia, pequenas gotas vibram sobre uma distância maior do que gotas maiores que promovem a coalescência. Em um campo DC as gotas tendem a se acumular sobre os eletrodos formando gotas maiores e maiores até que, eventualmente, caem por gravidade.
- O campo eléctrico tende a distorcer e assim enfraquecer a película de emulsionante em torno das gotas de água. As gotas de água dispersas no petróleo e submetidas a um campo de corrente alternada senoidal vai ser alongado ao longo das linhas de força, durante a primeira metade do ciclo. Como eles estão relaxados durante a porção de baixa tensão, a tensão superficial vai puxar as gotas de volta para a forma esférica. O mesmo efeito é obtido com a seguinte metade do ciclo da corrente alternada. A película é enfraquecida, portanto, mais facilmente quebrado quando as gotas chocam, fazendo coalescência mais provável.

Qualquer que seja o mecanismo real, o campo eléctrico faz com que as gotas se movimentarem rapidamente em direções aleatórias, o que aumenta muito as chances de colisão com outra gota. Quando as gotas colidem com a intensidade apropriada, ocorre coalescência.

A atração entre gotas de água em um campo eléctrico é dada por:

$$F = \frac{K_s \varepsilon^2 (d_m)^6}{S^4} \quad (S \geq d_m) \quad (2.12)$$

O qual:

F : Força atrativa entre as gotas de água

K_s : Constante para o sistema

ε : Gradiente voltagem

d_m : Diâmetro das gotas de água

S : Distância entre as gotas de água

Para nosso sistema de processamento primário, temos que:

$$K_s = 3\pi\epsilon_{oil}\epsilon_0 \quad (2.13)$$

O qual:

ϵ_{oil} : Constante dielétrica do petróleo

ϵ_0 : Permissividade elétrica da fase continua

Esta equação indica que, quanto maior a gradiente de voltagem maior para as forças causando coalescência. No entanto, os dados experimentais mostraram que, em alguma gradiente a gota de água pode ser separada e uma emulsão forte pode ser desenvolvida. Por esta razão, tratadores eletrostáticos são normalmente equipados com um mecanismo para ajustar a gradiente no campo.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA DA SEPARAÇÃO PRIMARIA DE PETRÓLEO

A modelagem do processamento primário do petróleo envolve a utilização de modelos para os três equipamentos principais que são o separador trifásico, tratador térmico e um tratador eletrostático. Os dados de desenho dos equipamentos e variáveis operacionais foram fornecidos pela companhia Pluspetrol só para fins de estudo. Alguns dos dados como características de fluidos foram obtidos na literatura (Filgueiras, 2005).

Foram avaliados dois estudos de casos, o Caso I sem a inclusão de tanques de decantação e o outro, Caso II com a inclusão de dos tanques de decantação no sistema de separação primária de petróleo.

Neste trabalho implementou-se os modelos através de duas metodologias: a primeira através de um código de programação em Matlab® e a segunda através da implementação de diagrama de blocos no Simulink®. Depois de implementar a modelagem matemática de um separador trifásico, validou-se o modelo proposto com os dados do trabalho de Filgueiras (2005). Procurou-se simular o processo com as mesmas características dos modelos desenvolvidos por Nunes (1994) e simulados por Filgueiras com a finalidade de implementar a modelagem matemática completa da separação primaria.

A Figura 3.1 apresenta o Estudo de Caso I, o qual está composto por um separador trifásico, um tratador térmico e um tratador eletrostático. As linhas pontilhadas são opcionais para nossa modelagem.

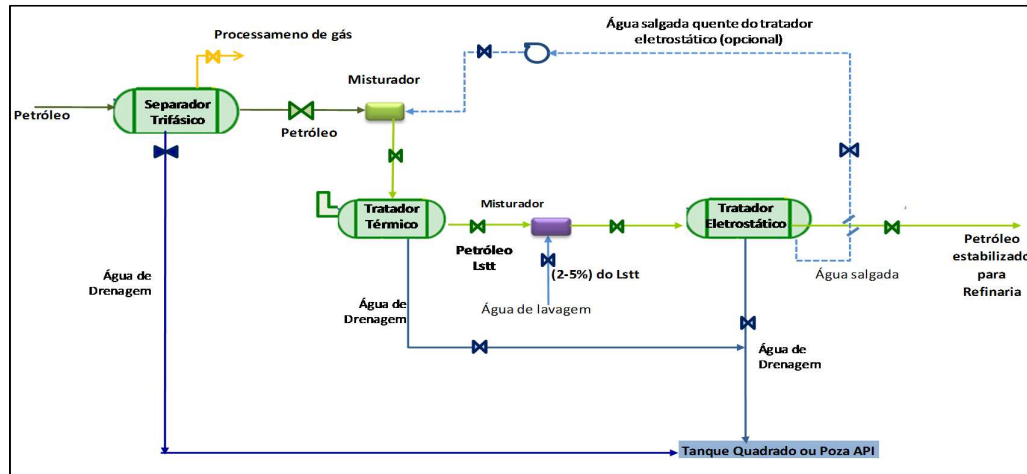


Figura 3.1: Estudo de Caso I, sistema de processamento primário do petróleo sem a presença de tanques de decantação intermediários

Como dito anteriormente, a produção de petróleo do campo ingressa no processo através do separador trifásico, e depois da separação, o gás vai para ao processamento de gás, a água de drenagem vai para o tratamento da água antes da reinjeção e o petróleo vai para o tratador térmico.

No tratador térmico, o petróleo e a água são separados graças à alta temperatura como consequência da transferência de calor do queimador. A saída da água de drenagem é enviada para o tratamento e o petróleo separado do tratador térmico é misturado com água de lavagem para assim garantir que a operação de dessalgacão seja eficaz.

Essa mistura é ingressada no tratador eletrostático para a separação máxima entre o petróleo e a água, para assim o petróleo que é transportado para a Refinaria tenha o menor valor de *BSW* e *PTB*.

Segundo Bresciani (2009), a salmoura efluente deste processo é altamente concentrada em íons cloretos e compostos orgânicos, o que a torna não reutilizável para outros processos e grande fonte de problemas para o tratamento do efluente geral da Planta, para onde ela é drenada.

A Figura 3.2 apresenta a modificação do processamento primário através da inclusão de tanques de decantação intermediários, o qual é o Estudo de Caso II. Neste caso apresenta o ingresso de dois tanques (tanque N°1 e tanque N°2) depois do separador trifásico para que assim se controle melhor os casos de perturbações, flutuações em vazões que possam ocorrer, antes do tratador térmico. Os nomes originais dos tanques na Planta de Separação Primária no norte do Peru são o tanque 3M3S e 3M2S que representa o tanque N°1 e tanque N°2 respectivamente. Os tanques de decantação vão ajudar na separação entre o petróleo e água o qual vai ser muito melhor, pois se tem maior tempo de residência e a partir do conceito da lei de Stokes, espera-se uma melhor decantação das gotas de água no fundo do tanque.

O ingresso de dois tanques no Estudo de Caso II foi porque têm vezes que se usam os dois quando a produção dos poços é alta ou para que só um tanque esteja em operação em quanto o outro tanque esta em manutenção ou limpeza.

Os tanques só vão depois do separador trifásico na Planta de Separação Primária porque assim no separador trifásico se pode separar o gás que se têm na corrente do ingresso para ser usado nas Plantas de Gás, o tanque vai separar principalmente petróleo e água para dar estabilidade no sistema.

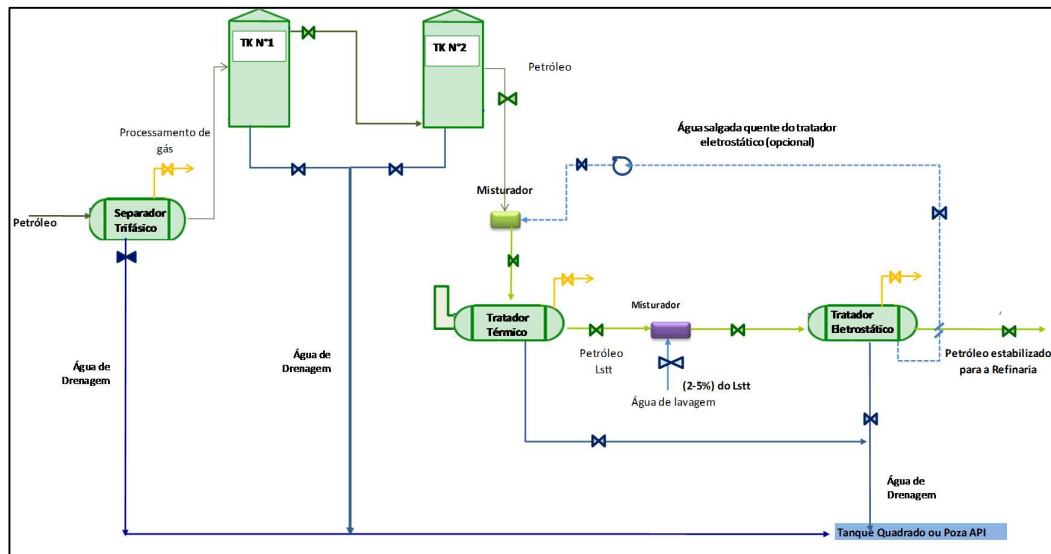


Figura 3.2: Estudo de Caso II, sistema de processamento primário do petróleo com a presença de tanques de decantação intermediários

3.1 Modelagem de Nunes em função dos parâmetros operacionais dos equipamentos

O modelo de Nunes (Nunes, 1994) para a separação de petróleo, água e gás leva em consideração as especificações de desenho de um separador trifásico (apresentado na Figura 3.3), como o tamanho do equipamento, carga de entrada, abertura das válvulas de saídas dos fluidos, especificações dos fluidos e nível dos fluidos no equipamento. De modo que se possa obter uma otimização da separação de petróleo, água e gás no tempo com o controle das válvulas de saída dos fluidos e as variáveis de operação.

No nosso caso o volume da água e de petróleo no equipamento está em função de algumas variáveis de projeto e operação presentes no modelo.

O Modelo de Nunes não só será utilizado para o separador trifásico, como será à base dos cálculos para os outros equipamentos como o tratador térmico e o tratador eletrostático. Para não repetir as equações desenvolvidas por Nunes para cada caso utilizamos a notação apresentada na Tabela 3-1:

Tabela 3-1 Notação dos separadores para utilização dos modelos propostos por Nunes

Separadores	y
Separador Trifásico	1
Tratador Térmico	2
Tratador Eletrostático	3

3.1.1 Modelagem para um Separador Trifásico ($y = 1$)

Apresenta-se um modelo matemático para um separador trifásico, utilizaremos depois este modelo como base para o desenvolvimento das equações para um tratador térmico e eletrostático. O trabalho de Silveira (2006) corresponde a um aprimoramento das equações apresentadas por Nunes, sendo que as principais variáveis são apresentadas na Figura 3.3.

No modelo considera-se os balanços de massa para a câmara de separação, a câmara de óleo e o espaço de gás, considerando que as massas específicas das fases líquidas (aquosa e oleosa) são iguais. Considera-se a densidade específica da fase aquosa como 0,965 e a densidade específica da fase oleosa como 0,855.

Considerando a relação entre a derivada do volume de um líquido com a derivada do seu nível em um tanque cilíndrico, temos:

$$\frac{dh_y}{dt} = \frac{\frac{dv_y}{dt}}{2C_y\sqrt{h_y(D_y-h_y)}} \quad (3.1)$$

a. Balanço de Massa Global na Câmara de Separação do Separador Trifásico

Caso 1: Nível da câmara de petróleo (h_l) é menor que a altura do vertedouro (h_{vert}) considera-se como duas câmaras de “separação” e de “petróleo”:

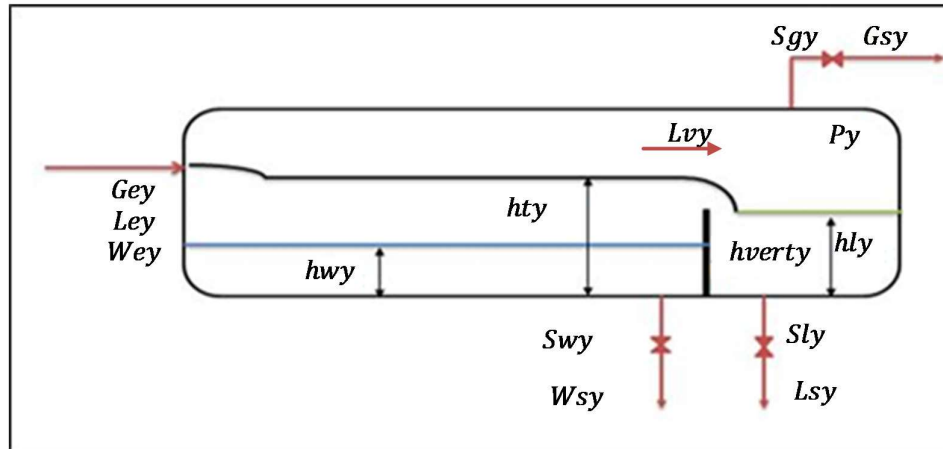


Figura 3.3: Separador trifásico caso 1 , $h_l < h_{vert}$ ($y = 1$)

$$\frac{dh_{ty}(t)}{dt} = \frac{1}{2 \cdot C_{CSy} \cdot \sqrt{h_{ty}[D_y - h_{ty}]}} (W_{ey} + L_{ey} - L_{vy} - W_{sy}) \quad (3.2)$$

Caso 2: Nível da câmara de petróleo (h_l) é maior que a altura do vertedouro (h_{vert}) considera-se como uma câmara única:

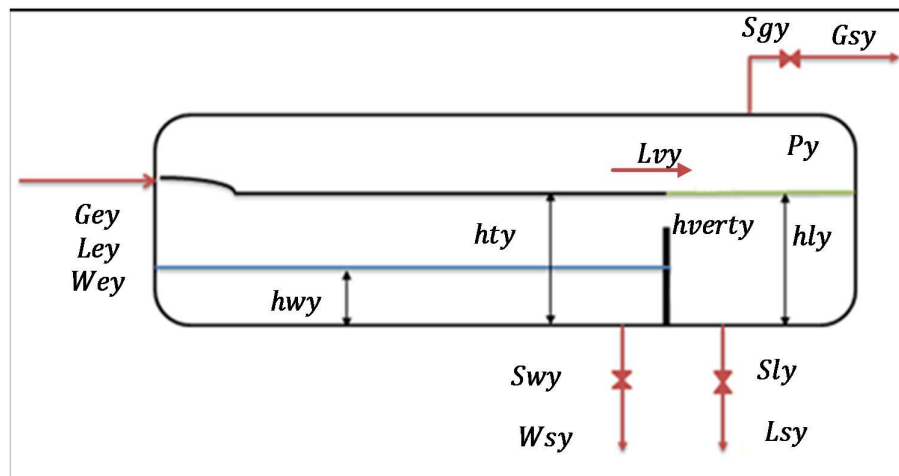


Figura 3.4: Separador trifásico caso 2, $h_l \geq h_{vert}$ ($y = 1$)

$$\frac{dh_t(t)}{dt} = \frac{(W_{ey} + L_{ey} - L_{sy} - W_{sy})}{2 \cdot (C_{CSy} + C_{CLy}) \cdot \sqrt{h_{ty}[D_y - h_{ty}]}} \quad (3.3)$$

O qual:

$$L_{Vy}(t) = \frac{K}{60} \cdot \{L_{verty} - 0.2[h_{ty} - h_{vert}]\} \cdot (h_{ty} - h_{verty})^{1.5} \quad (3.4)$$

$$L_{Sy}(t) = \frac{CV_{\max ly} \cdot S_{ly}}{0.0693 \cdot 60 \cdot \rho_{fl}} \sqrt{(P_y - P_{jusy}) \cdot d_l + \gamma_l \cdot h_{ly} \cdot 10^{-4}} \quad (3.5)$$

$$W_{Sy}(t) = \frac{CV_{\max Wy} \cdot S_{Wy}}{0.0693 \cdot 60 \cdot \rho_{fw}} \sqrt{(P_y - P_{jusy}) \cdot d_w + \{\gamma_w \cdot h_{Wy} + \gamma_l \cdot [h_{ty} - h_{Wy}]\} \cdot 10^{-4}} \quad (3.6)$$

A base do cálculo das vazões em função da abertura das válvulas são apresentadas no apêndice B.

b. Balanço de massa da fase aquosa na câmara de separação do Separador

Trifásico

$$\frac{dh_{Wy}(t)}{dt} = \frac{\{W_{ey} \cdot [1 - TOG_{ey} \cdot ef_{lWy}] + L_{ey} \cdot BSW_{ey} \cdot ef_{wly} - W_{Sy}\}}{2 \cdot C_{CSy} \cdot \sqrt{h_{Wy} [D_y - h_{Wy}]}} \quad (3.7)$$

O qual:

$$ef_{lw} = c_0 + c_1 \cdot h_w + c_2 \cdot W_{ej} + c_3 \cdot h_{wi} \cdot W_{ej} + c_4 \cdot h_{wi}^2 + c_5 \cdot W_{ej}^2 + c_6 \cdot h_{wi}^3 + c_7 \cdot W_{ej}^3$$

$$ef_{wl} = c_0 + c_1 \cdot h_w + c_2 \cdot L_{ej} + c_3 \cdot h_{wi} \cdot L_{ej} + c_4 \cdot h_{wi}^2 + c_5 \cdot L_{ej}^2$$

O método para obter os coeficientes das equações da eficiência é apresentado no Apêndice C.

c. Balanço de massa global na câmara de petróleo do Separador Trifásico

Caso 1: Se o nível de câmara de óleo é menor que a altura do vertedouro:

$$\frac{dh_{ly}(t)}{dt} = \frac{[L_{Vy} - L_{Sy}]}{2 \cdot C_{ClY} \cdot \sqrt{h_{ly} [D_y - h_{ly}]}} \quad (3.8)$$

Caso 2: Se o nível de câmara de óleo é maior que a altura do vertedouro:

$$\frac{dh_{ly}(t)}{dt} = \frac{dh_{ty}(t)}{dt} \quad (3.9)$$

d. Balanço de massa global da água na fase oleosa da câmara de separação do Separador Trifásico

$$\frac{dV_{wlcsy}(t)}{dt} = \{L_{ey} \cdot BSW_y \cdot [1 - ef_{wly}] - L_{vy} \cdot x_{wlcsy}\} \quad (3.10)$$

O qual:

$$x_{wlcsy}(t) = \frac{V_{wlcsy}}{V_{csy} - V_{wcsy}}$$

$$V_{csy}(t) = \frac{C_{csy} \cdot D_y^2}{4} \{\theta_{ty} - \text{sen}[\theta_{ty}] \cdot \cos[\theta_{ty}]\}$$

$$\theta_{ty}(t) = \text{acos} \left[1 - 2 \frac{h_{ty}}{D_y} \right]$$

$$V_{wcsy} = \frac{C_{csy} \cdot D_y^2}{4} \{\theta_{wy} - \text{sen}[\theta_{wy}] \cdot \cos[\theta_{wy}]\}$$

$$\theta_{wy}(t) = \text{acos} \left[1 - 2 \frac{h_{wy}}{D_y} \right]$$

e. Balanço de massa global de petróleo na fase aquosa da câmara de separação do Separador Trifásico

$$\frac{dV_{lwcsy}(t)}{dt} = W_{ey} \cdot TOG_{ey} [1 - ef_{lwy}] - W_{sy} \cdot x_{lwcsy} \quad (3.11)$$

O qual:

$$x_{lwcsy}(t) = \frac{V_{lwcsy}}{V_{wcsy}}$$

f. Balanço de massa da água na câmara de petróleo do Separador Trifásico

$$\frac{dV_{wclty}(t)}{dt} = [L_{vy} \cdot x_{wlcsy} - L_{sy} \cdot x_{wclty}] \quad (3.12)$$

O qual:

$$x_{wlcly}(t) = \frac{V_{wlcly}}{V_{cly}}$$

$$V_{cly}(t) = \frac{C_{cly} \cdot D_y^2}{4} \{ \theta_{ly} - \text{sen}[\theta_{ly}] \cdot \cos[\theta_{ly}] \}$$

$$\theta_{ly}(t) = \text{acos} \left[1 - 2 \frac{h_{ly}}{D_y} \right]$$

g. Balanço de massa na fase gasosa

$$\frac{dP_y(t)}{dt} = \frac{[W_{ey} + L_{ey} + G_{ey} - W_{sy} - L_{sy} - G_{sy}] \cdot P_y}{V_{ty} - V_{csy} - V_{cly}} \quad (3.13)$$

As vazões de saída do petróleo (L_s) e da água (W_s) são calculadas com as Equações 3.5 e 3.6 respetivamente. A vazão de saída de gás se calcula como:

$$G_s(t) = \frac{C_{Vmaxgy} \cdot S_{gy}}{2,832 \cdot 60 \cdot P_y \cdot MW_g} \cdot \sqrt{(P_y + P_{compy}) \cdot (P_y - P_{compy}) \cdot d_g} \quad (3.14)$$

As equações apresentadas acima podem ser resolvidas em qualquer programa de soluções de equações diferenciais, o que permite simular plantas a partir de dados da literatura ou de uma Planta de Processamento Primário do Petróleo real.

3.1.2 Modelagem para um Tanque de Decantação

O petróleo produzido é levado ao tanque de decantação, onde ficará armazenado por certo tempo (tempo de residência maior), por diferença de densidades, os fluidos irão se separar. É comum utilizar agentes químicos que auxiliam na separação e conseqüentemente, podem diminuir o tempo de residência do petróleo no tanque de decantação. A Figura 3.5 apresenta as variáveis de controle, níveis de petróleo e água, de um tanque de decantação. O controle dos níveis é realizado através das válvulas de saída de cada fase.

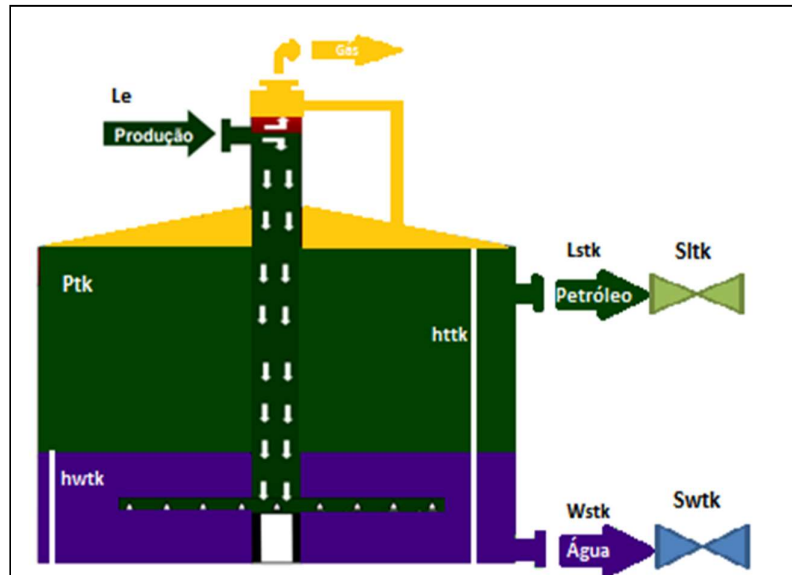


Figura 3.5: Variáveis de controle para o tanque de decantação

A Figura 3.6 apresenta os dois tanques em série do Estudo de caso II.

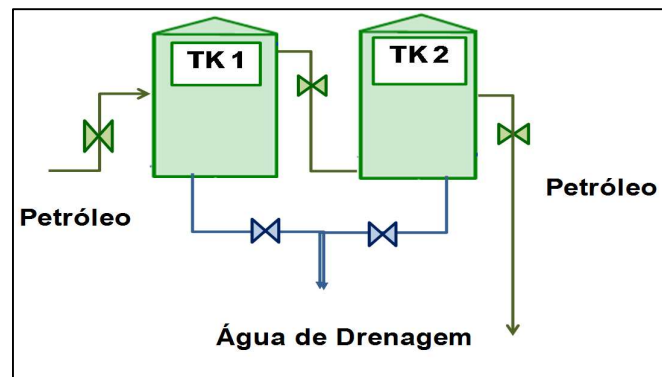


Figura 3.6: Tanques de decantação em série

Procurou-se desenvolver os balanços para os dois tanques de decantação em série, primeiro o balanço de massa global e depois o balanço de massa da fase aquosa do Tanque N° 1. Considerou-se a vazão de saída de petróleo como constante, e que o nível total do tanque seja controlado indiretamente pela abertura da válvula de saída da água.

a. Balanço de massa global no tanque de decantação Tk N°1

$$\frac{dh_{ttk}(t)}{dt} = \frac{(L_{sy(y=1)} - L_{stk1} - W_{stk1})}{\pi \cdot (D_{tk1}^2/4)} \quad (3.15)$$

b. Balanço de massa da fase aquosa no tanque de decantação Tk N°1

$$\frac{dh_{wtk1}(t)}{dt} = \frac{(W_{etk1} - W_{stk1})}{\pi \cdot (D_{tk1}^2/4)} \quad (3.16)$$

O qual:

$$W_{etk1} = BSW_{etk1} \cdot L_{sy(y=1)} \quad (3.17)$$

L_{stk1} = constante (valor médio da produção diária)

$$W_{stk1} = \frac{CV_{\max wtk1} \cdot S_{wtk1}}{0.0693 \cdot 60 \cdot \rho_{fw}} \cdot \sqrt{(P_{tk1} - P_{justk1}) \cdot d_w + \{\gamma_w \cdot h_{wtk1} + \gamma_l \cdot [h_{ttk1} - h_{wtk1}]\} \cdot 10^{-4}} \quad (3.18)$$

Os balanços de massa global e o balanço de massa da fase aquosa do Tanque N° 2, são apresentados a seguir. Considera-se que a vazão de saída de petróleo como uma constante e seu valor vai depender da produção media do processamento na Planta.

c. Balanço de massa global no tanque de decantação Tk N°2

$$\frac{dh_{ttk2}(t)}{dt} = \frac{(L_{stk1} - L_{stk2} - W_{stk2})}{\pi \cdot (D_{tk2}^2/4)} \quad (3.19)$$

d. Balanço de massa da fase aquosa no tanque de decantação Tk N°2

$$\frac{dh_{wtk2}(t)}{dt} = \frac{(W_{etk2} - W_{stk2})}{\pi \cdot (D_{tk}^2/4)} \quad (3.20)$$

O qual:

$$W_{etk2} = BSW_{stk1} \cdot L_{stk1} \quad (3.21)$$

L_{stk2} = constante (valor médio da produção diária)

$$W_{stk2} = \frac{CV_{\max wtk2} \cdot S_{wtk2}}{0.0693 \cdot 60 \cdot \rho_{fw}} \cdot \sqrt{(P_{tk} - P_{justk2}) \cdot d_w + \{\gamma_w \cdot h_{wtk2} + \gamma_l \cdot [h_{tt} - h_{wtk2}]\} \cdot 10^{-4}} \quad (3.22)$$

3.1.3 Modelagem para um Tratador Térmico ($y = 2$)

No interior do tratador térmico tem um queimador que é uma consequência da combustão do gás ou petróleo combustível. A queima deste combustível gera energia que é transferida para o petróleo e água que estão no equipamento. O calor transferido diminui a viscosidade do petróleo, e assim a fase oleosa vai para a parte superior do equipamento e melhora a separação com a água.

Para a modelagem matemática considera-se o mesmo modelo de um separador trifásico, a diferença é que a temperatura de operação vai ser maior e a vazão de entrada do gás é quase zero.

A Figura 3.7 apresenta o tratador térmico para o Estudo de caso I, quando o equipamento prévio ao tratador térmico é o separador trifásico.

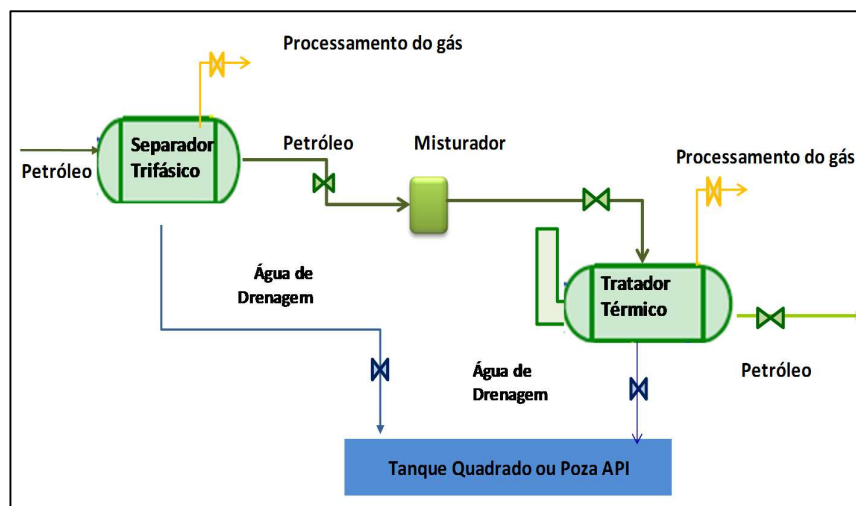


Figura 3.7: Separador trifásico antes do tratador térmico (Estudo de caso I)

A Figura 3.8 apresenta o tratador térmico para o Estudo de caso II, quando os equipamentos prévios ao tratador térmico são os tanques de decantação.

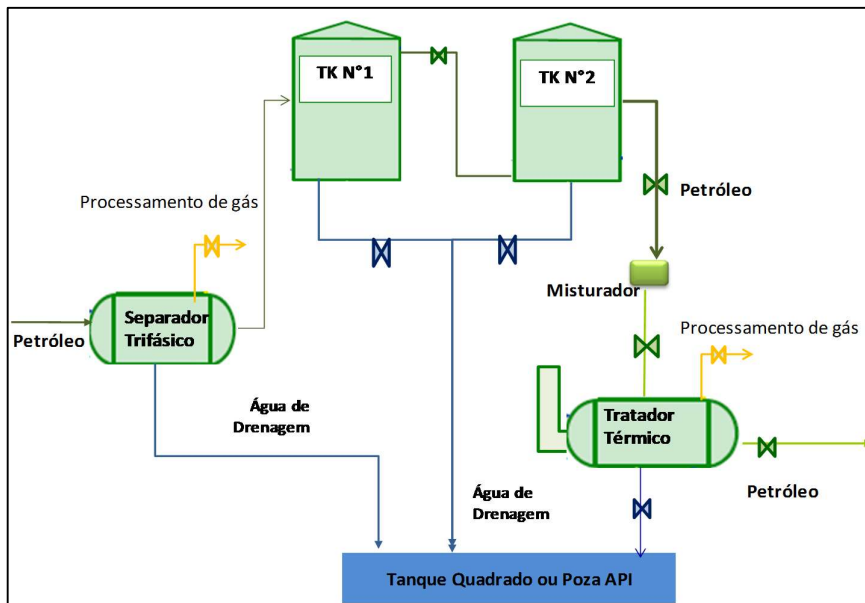


Figura 3.8: Tanque de decantação antes do tratador térmico (Estudo de caso II)

Para os balanços seguintes se vão considerar que a vazão de entrada do tratador térmico é à saída do separador trifásico, mas se for o caso de um tanque de decantação será só mudar o calculo da vazão da entrada.

A Figura 3.9 apresenta o desenho básico do tratador térmico, a qual se considera o Caso 1 do Modelo de Nunes, quando o nível da câmara de óleo, h_l , é menor que a altura do vertedouro. Portanto, se tem duas câmaras uma de “separação de água” e outra de “petróleo”.

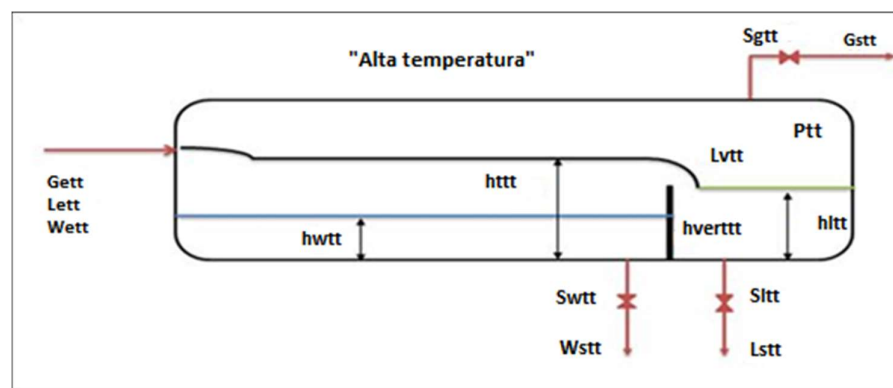


Figura 3.9: Tratador Térmico caso 1, $h_l < h_{vert}$

Para o tratador térmico, se considera o BSW como a concentração volumétrica de água na fase oleosa na alimentação, usa-se este valor para o cálculo da entrada de água e de petróleo no equipamento com as equações:

$$W_{e(n=tt)} = BSW \cdot LS_{(n-1)} \quad (3.23)$$

$$L_{e(n=tt)} = LS_{(n-1)} \cdot (1 - BSW) \quad (3.24)$$

A onde $LS_{(n-1)}$ é a vazão de petróleo de saída do equipamento antes do tratador térmico, que pode ser um tanque de lavagem ou o separador trifásico, ver Figuras 3.7 e 3.8.

Também se considera que o tratador térmico como um equipamento que principalmente separa petróleo e água, por isso a vazão de gás que entra é quase zero.

3.1.4 Modelagem para o Tratador Eletrostático ($y = 3$)

A entrada do petróleo em um tratador eletrostático tem menor valor de BSW (*Basic Sediments and Water*) e quase sem gás ao contrario dos equipamentos de separador trifásico e tratador eletrostático. No interior do tratador eletrostático estão presentes geralmente duas placas metálicas carregadas eletricamente para gerar campo elétrico. O campo elétrico na fase oleosa aproxima as gotas de água, resultando no coalescimento destas. Segundo o trabalho de Uchiyama (2013) o mais importante em esta separação é evitar o ingresso de bolhas de gás que perturbem esse processo, por isso ele adota a configuração na qual um separado bifásico garante a retirada do gás de modo que o tratador eletrostático opere completamente cheio de líquido, mas no seu modelo considera que a pressão no equipamento é constante e na operação real se tem variações como consequência das perturbações no sistema.

A Figura 3.10 apresenta o tratador eletrostático com seu equipamento prévio que é o tratador térmico. Para a modelagem matemática consideramos o mesmo modelo de um separador trifásico a diferença que:

- A temperatura vai ser um pouco maior e constante.
- A vazão do ingresso de gás deve ser quase zero, pois o equipamento está desenhado para a separação só de petróleo e água.
- O ingresso da água de lavagem no misturador (somar ao petróleo que sai do tratador térmico)

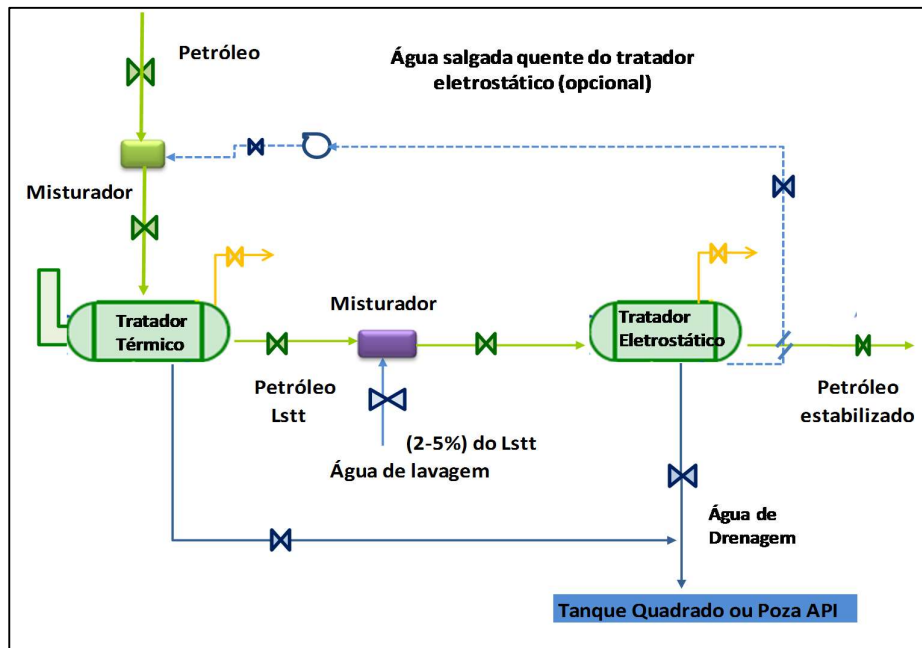


Figura 3.10: Tratador eletrostático na Planta de Processamento Primário

A Figura 3.11 apresenta o desenho básico do tratador eletrostático, no qual se considera o Caso 1 do Modelo de Nunes, quando o nível da câmara de petróleo, h_l , é menor que a altura do vertedouro, considera-se como duas câmaras de “separação” e de “petróleo”:

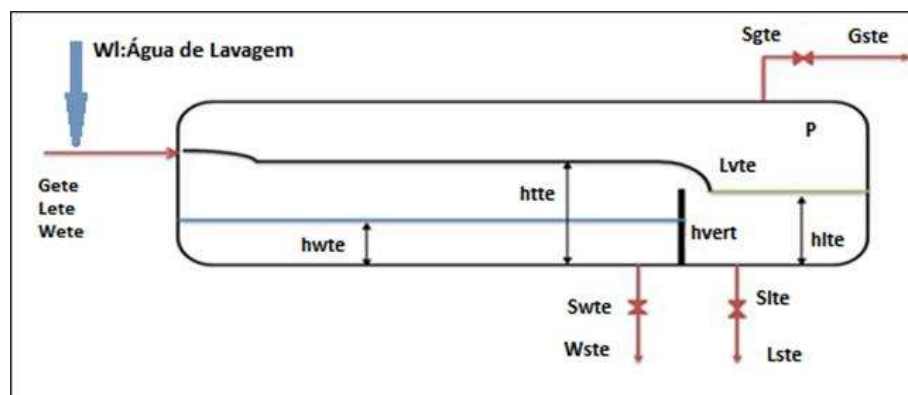


Figura 3.11: Tratador eletrostático caso 1, $h_l < h_{vert}$

As sete equações diferenciais usadas para tratador eletrostático serão as mesmas usadas para o separador trifásico, mas a diferença vai ser no cálculo das vazões de entrada que depende da vazão de água de lavagem ($W_{lavagem}$).

Como $W_{lavagem}$ representa um 2% da vazão L_{stt} , considerando isso temos que as vazões de entrada no tratador eletrostático são:

$$W_{lavagem} = 2\%L_{stt} \quad (3.25)$$

$$L_{stt} + W_{lavagem} = W_{ete} + L_{ete} \quad (3.26)$$

$$W_{ete} = BSW \cdot (L_{stt} + W_{lavagem}) \quad (3.27)$$

$$L_{ete} = (L_{stt} + W_{lavagem}) \cdot (1 - BSW) \quad (3.28)$$

Para o caso do tratador eletrostático, equipamento que separa principalmente petróleo de água, a vazão de gás que entra é quase zero.

3.2 Modelagem de Nunes (1994) em função da coleta das gotículas nas placas

O modelo de Nunes como já foi dito anteriormente leva em consideração as especificações de desenho de um separador trifásico (apresentado na Figura 3.3), carga de entrada, abertura das válvulas de saídas dos fluidos e especificações dos fluidos, mas pode considerar também as características das gotículas coletadas nas placas instaladas no interior do separador trifásico.

Considerando a coleta das gotículas nas placas pode-se otimizar a separação de petróleo, água e gás em relação ao tempo, através do controle das válvulas de saída dos fluidos e da alteração das variáveis operacionais do sistema.

Segundo Filgueiras (2005), o volume de água e de petróleo a serem separados depende do processo de decantação das gotículas nas placas no equipamento.

A Figura 3.12 apresenta a trajetória de uma gotícula de diâmetro D_p que se encontra entre as duas placas.

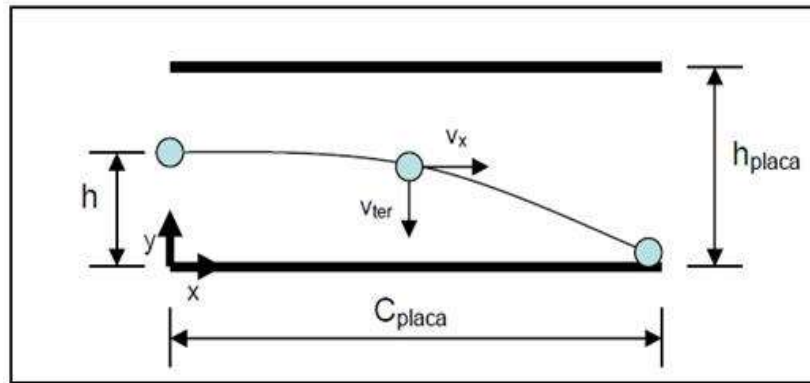


Figura 3.12: Esquema da trajetória da gotícula nas placas paralelas. Filgueiras (2005).

A eficiência global de separação é dada pela relação entre o volume de gotículas que é coletado (v_c) e o volume de gotículas que entrou no sistema (v_e).

$$n_{global} = \frac{v_c}{v_e}; \text{ O termo representa } ef_{lw} \text{ ou } ef_{wl} \quad (3.29)$$

O volume de gotículas que entra v_e é dado pela soma dos volumes associados a cada diâmetro de gotícula na distribuição de entrada.

O volume de gotículas coletado v_c é dado pelos volumes que entram para cada diâmetro de gotículas, multiplicadas pelas eficiências individuais de coleta.

$$v_c(D_p) = v_e(D_p) \cdot n(D_p) \quad (3.30)$$

O qual:

$$n(D_p) = 2 \cdot r \cdot \cos \left\{ \left(\pi + \arccos \left[\left(\frac{D_p}{D_p^*} \right)^2 - \frac{1}{8r^3} \right] \right) / 3 \right\} + 0.5$$

$$r = -0.5 \text{ se } D_p < D_p^*;$$

$$r = 0.5 \text{ se } D_p \geq D_p^*;$$

$$D_p^* = \sqrt{\frac{9 \cdot Q \cdot \mu}{K_l \cdot B \cdot C_{placa} \cdot g \cdot (\rho_d - \rho)}}$$

$$K_l = 0.843 \cdot \log \frac{\varphi}{0.065}; \text{ coeficiente de esfericidade das gotículas.}$$

- φ : esfericidade da gotícula;
- g : aceleração da gravidade;
- ρ : massa específica da fase contínua;
- ρ_d : massa específica da fase dispersa;
- Q : vazão nas placas paralelas;
- B : base das placas paralelas;

Para calcular a vazão entre as placas paralelas vai depender da fase do fluido, a continuação se apresenta o calculo para a fase aquosa e oleosa:

- **Para a fase aquosa:**

$$Q = \frac{W_{out}}{h_w/h_{placa}}$$

- **Para a fase oleosa:**

$$Q = \frac{Q_l}{(h_t - h_w)/h_{placa}}$$

$Q_l = L_{weir}$, para o caso 1; (O caso depende da diferença dos níveis entre a câmara de separação e a câmara de petróleo, ver 3.1.1).

$Q_l = L_{out}$, para o caso 2.

Para aplicações mais simples da modelagem do processamento primário de petróleo é importante determinar a eficiência de separação das fases com uma equação matemática em função de variáveis operacionais do sistema. Portanto a eficiência de separação do petróleo da fase aquosa (ef_{lw}) pode estar em função da vazão de entrada de água e o nível da interface do separador. Para o caso da eficiência de separação da água da fase oleosa (ef_{wl}) pode estar em função da vazão de entrada do petróleo e o nível da interface do separador, como realizado no item 3.1, porque na prática é mais difícil determinar o diâmetro das gotículas entre as placas.

O cálculo das variáveis na modelagem matemática é igual ao que foi desenvolvida no ponto 3.1, a diferença vai ser somente no calculo das eficiências de separação da fase aquosa e da fase oleosa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para validar a modelagem desenvolvida será feita uma simulação da planta de separação primária de petróleo usando duas alternativas. A primeira utiliza um código de programação em Matlab® que resolve simultaneamente as equações diferenciais do sistema para todos os equipamentos. A segunda é através do diagrama de blocos do Simulink®, que é uma alternativa mais simples para a solução do sistema de equações diferenciais porque utiliza os módulos prontos do simulador.

Inicialmente cada simulação do processo de separação primária é feita em condições de entrada estáveis. Após tal etapa serão testadas perturbações tipo degrau, que é o tipo mais encontrado no processo industrial.

4.1 Simulação da Modelagem Matemática com uma linguagem de programação em Matlab®

4.1.1 Método numérico de Runge Kutta

O método de Runge-Kutta é provavelmente um dos métodos numéricos para solução de equações diferenciais mais populares. O método de Runge-Kutta de quarta ordem também é um dos mais precisos para obter soluções aproximadas de valor inicial.

Cada método de Runge-Kutta consiste em comparar um polinômio de Taylor apropriado para eliminar o cálculo das derivadas, fazendo-se várias avaliações da função a cada passo. Estes métodos podem ser construídos para qualquer ordem. (Valle, 2012)

4.1.2 Método de Runge Kutta de ordem 4 no Matlab®

Segundo o trabalho feito por Valle (2012), se uma função $y(x)$ tiver $k + 1$ derivadas contínuas em um intervalo aberto contendo a e x , poderemos escrever o seguinte polinômio de Taylor:

$$y(x) = y(a) + y'(a) \frac{x-a}{1!} + \dots + y^{(k)}(a) \frac{(x-a)^k}{k!} + y^{(k+1)}(c) \frac{(x-a)^{(k+1)}}{(k+1)!} \quad (4.1)$$

Onde c é algum número entre a e x .

Se substituirmos a por x_n e x por $x_{n+1} = x_n + h$, a fórmula acima se torna:

$$y(x_{n+1}) = y(x_n + h) = y(x_n) + hy'(x_n) + \frac{h^2}{2!}y''(x_n) + \dots + y^{(k+1)}(c) \frac{h^{(k+1)}}{(k+1)!} \quad (4.2)$$

Onde c é agora algum número entre x_n e x_{n+1} .

Fazendo $k = 4$ na equação (4.2):

$$y(x_{n+1}) = y(x_n) + hy'(x_n) + \frac{h^2}{2!}y''(x_n) + \frac{h^3}{3!}y'''(x_n) + \frac{h^4}{4!}y^{(4)}(x_n) + \frac{h^5}{5!}y^{(5)} \cdot (c) \quad (4.3)$$

O método de Runge-Kutta de quarta ordem consiste em encontrar constantes apropriadas de tal forma que a seguinte fórmula seja válida:

$$y(x_{n+1}) = y_n + ak_1 + bk_2 + ck_3 + dk_4 \quad (4.4)$$

na qual:

$$k_1 = hf(x_n, y_n) \quad (4.6)$$

$$k_2 = hf(x_n + \alpha_1 h, y_n + \beta_1 k_1) \quad (4.7)$$

$$k_3 = hf(x_n + \alpha_2 h, y_n + \beta_2 k_1 + \beta_3 k_2) \quad (4.8)$$

$$k_4 = hf(x_n + \alpha_3 h, y_n + \beta_4 k_1 + \beta_5 k_2 + \beta_6 k_3) \quad (4.9)$$

Coincide com um polinômio de Taylor de grau quatro.

$$p_4(x) = y(a) + y'(a)(x - a) + \frac{y''(a)}{2!}(x - a)^2 + \frac{y'''(a)}{3!}(x - a)^3 + \frac{y^{(4)}(a)}{4!}(x - a)^4 \quad (4.10)$$

4.1.3 Resultados da Simulação da Modelagem Matemática no Matlab®

O desenvolvimento da simulação depende do tipo de petróleo e a capacidade de produção da unidade de separação primária. Na seguinte seção apresentamos os dados que são usados para a simulação, a maioria com respeito às propriedades físico-químicas do petróleo foram tiradas da bibliografia de Filgueiras (2005) e os dados de capacidade, como o desenho dos equipamentos, foram tiradas de uma unidade de separação primária de petróleo localizada no norte da floresta do Peru (Pluspetrol).

As condições de operação apresentam as condições normais de operação da Planta de separação primaria do petróleo de Pluspetrol. As variáveis de operação são principalmente as variáveis que são usadas na modelagem matemática e são dados também foram fornecidos pela Planta de separação primaria.

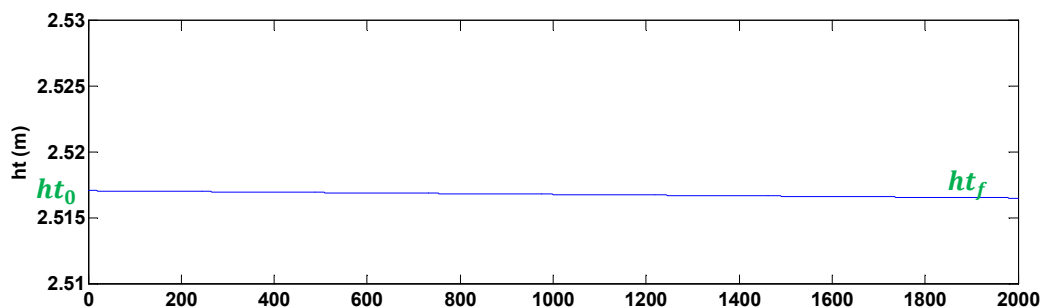
As condições da alimentação foram fornecidas pela Planta do Peru em condições normais de produção de petróleo (sem perturbações)

As condições iniciais foram obtidas como consequência do teste no simulador para obter um estado estacionário na Planta. Isso foi obtido fazendo rodar os dados fornecidos pela Planta e após rodando no simulador para obter como novas condições iniciais as condições finais sem perturbação, onde a Planta está em estado estacionário. A metodologia disso apresenta-se como exemplo o nível total na câmara de separação do separador trifásico, como:

- Rodar com os dados iniciais fornecidos pela Planta ht_0
- Analisar os resultados onde a curva seja o mais estável possível, para nosso caso vai ser ht_f .
- Fazer como nova condição inicial o valor obtido da curva ht_f

$$ht'_0 = ht_f$$

- Continuar até ter uma curva o mais estável possível sem perturbações para assim considerar as condições iniciais do sistema em estado estacionário.



4.1.3.1 Separador Trifásico

Variáveis e Condições de operação	Condições da alimentação	Condições iniciais
$T = 304 [K] ;$	$BSW = 0.02 ;$	$h_{tst} = 2.5171[m] ;$
$P_{jus} = 0.2 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right] ;$	$TOG = 3.013 * 10^{-3};$	$h_{wst} = 1.152 [m] ;$
$P_{com} = 8 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right] ;$	$W_e = 0.184 \left[\frac{m^3}{s} \right] ;$	$h_{lst} = 2.328 [m] ;$
$C_{CS} = 18.0 [m] ;$	$L_e = 6.006 * 10^{-3} \left[\frac{m^3}{s} \right] ;$	$V_{wlcsst} = 0.95 [m^3] ;$
$C_{Cl} = 3.903 [m] ;$	$G_e = 7.182 * 10^{-2} \left[\frac{m^3}{s} \right] ;$	$V_{lwcsst} = 9.586 * 10^{-2} [m^3]$
$C = 23.503 [m] ;$;
$D = 3.048 [m] ;$		$V_{wclst} = 0.32 [m^3] ;$
$h_{vert} = 2.8[m] ;$		$P_{Sst} = 15 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right] ;$
$L_{vert} = 1.5 [m];$		
$Cv_{maxw} = 245.11$ $\left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right];$		
$Cv_{maxl} = 19.98 \left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right];$		
$Cv_{maxg} = 25 \left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right];$		
$S_w = 0.79;$		
$S_g = 0.42638;$		
$S_l = 0.305;$		
$ef_{lw} = 0.3$		
$ef_{wl} = 0.3$		

4.1.3.2 Tanque N°1

Variáveis e Condições de operação

$$P_{justk1} = 0.2 \left[\frac{kg_f}{cm^2} \right];$$

$$D_{tk1} = 8.11[m];$$

$$Cv_{maxwt} = 0.5 \left[\frac{kmol\ cm^2}{kgf} \right];$$

$$S_{wtk1} = 0.01;$$

$$P_{Stk1} = 1 \left[\frac{kg_f}{cm^2} \right];$$

Condições da alimentação

$$BSW_{etk1} = 0.018;$$

Condições iniciais

$$h_{ttk1} = 8.3[m];$$

$$h_{wt} = 5[m];$$

4.1.3.3 Tanque N°2**Variáveis e Condições de operação**

$$P_{justk2} = 0.5 \left[\frac{kg_f}{cm^2} \right];$$

$$D_{tk2} = 8.11[m];$$

$$Cv_{maxwtk2} = 10 \left[\frac{kmol\ cm^2}{kgf} \right];$$

$$S_{wtk2} = 0.01;$$

$$P_{Stk2} = 1 \left[\frac{kg_f}{cm^2} \right];$$

Condições da alimentação

$$BSW_{etk2} = 0.015;$$

Condições iniciais

$$h_{ttk2} = 8.3[m];$$

$$h_{wtk2} = 5[m];$$

4.1.3.4 Tratador Térmico**Variáveis e Condições de operação**

$$T_{tt} = 349.82[K];$$

Condições da alimentação

$$BSW_{tt} = 0.012;$$

Condições iniciais

$$h_{ttt} = 1.5176015[m];$$

$$TOG_{tt} = 1.013 * 10^{-3};$$

$$h_{wtt} = 1.0037[m];$$

$$\begin{aligned}
 P_{justt} &= 0.2 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; & G_{ett} &= 4.21 * 10^{-6} \left[\frac{m^3}{s} \right]; & h_{ltt} &= 1.37215 [m]; \\
 P_{comtt} &= 1 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; & & & V_{wlcstt} &= 0.20695 [m^3]; \\
 C_{Cstt} &= 16.0 [m]; & & & V_{lwcstt} &= 0.0022 [m^3]; \\
 C_{Cltt} &= 3.903 [m]; & & & V_{wcltt} &= 0.1047 [m^3]; \\
 C_{ttt} &= 19.903 [m]; & & & P_{Stt} &= 2.53345 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; \\
 D_{tt} &= 3.048 [m]; & & & & \\
 h_{verttt} &= 1.5[m]; & & & & \\
 L_{verttt} &= 1.4 [m]; & & & & \\
 C_{v_{maxwtt}} &= 3 \left[\frac{kmol \ cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
 C_{v_{maxltt}} &= 29 \left[\frac{kmol \ cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
 C_{v_{maxgtt}} &= 0.5 \left[\frac{kmol \ cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
 S_{wtt} &= 0.082; & & & & \\
 S_{gtt} &= 0.001; & & & & \\
 S_{ltt} &= 0.506; & & & & \\
 ef_{lwtt} &= 0.7 & & & & \\
 ef_{wltt} &= 0.3 & & & &
 \end{aligned}$$

4.1.3.5 Tratador Eletrostático

Variáveis e Condições de operação

$$T_{te} = 348.71[K];$$

Condições da alimentação

$$BSW_{ete} = 0.0388;$$

Condições iniciais

$$h_{tte} = 2.9172 [m];$$

$$\begin{aligned}
P_{juste} &= 0.2 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; & TOG_{ete} &= 1.013 * 10^{-3}; & h_{wte} &= 1.105 [m]; \\
P_{comte} &= 0.5 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; & G_{ete} &= 1.3 * 10^{-6} \left[\frac{m^3}{s} \right]; & h_{lte} &= 2.867 [m]; \\
C_{Cste} &= 11.008 [m]; & & & V_{wlcste} &= 1.3523 [m^3]; \\
C_{Clte} &= 2.752 [m]; & & & V_{lwcste} &= 2.86 * \\
& & & & & 10^{-3} [m^3]; \\
C_{te} &= 13.76 [m]; & & & V_{wclte} &= 0.503 [m^3]; \\
D_{te} &= 3.048 [m]; & & & P_{te} &= 1.0209 \left[\frac{kgf}{cm^2} \right]; \\
h_{vertte} &= 2.9[m]; & & & & \\
L_{vertt} &= 1.4 [m]; & & & & \\
Cv_{maxwte} &= 5.6 \left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
Cv_{maxlte} &= 30 \left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
Cv_{maxgte} &= 0.17 \left[\frac{kmol cm^2}{kgf} \right]; & & & & \\
S_{wte} &= 0.21; & & & & \\
S_{gte} &= 0.001; & & & & \\
S_{lte} &= 0.71; & & & & \\
ef_{lwte} &= 0.8 & & & & \\
ef_{wlte} &= 0.348 & & & &
\end{aligned}$$

A simulação com programação em Matlab® usando o método de Runge Kutta de quarta ordem é feita com um valor de passo de 0.01 ($h = 0.01$) para os 2000 segundos de operação na planta de separação primária. Nesse caso a corrida demora 20 minutos. E se usamos um passo de 0.1 ($h = 0.1$), para os 2000 segundos de operação a corrida demora 5 minutos.

Por isso, quanto menor for o passo da simulação, maior o tempo de corrida, o que não é desejável. Parte do algoritmo no Matlab® se apresenta no apêndice D.

Introduzir as perturbações no sistema através de programação em Matlab® é mais complexo e recomenda-se usar o Simulink® para o desenvolvimento de tal simulação. Desta de forma, o procedimento é simplificado, e podem-se fazer mais modificações no sistema e simular qualquer perturbação sem complicações e, principalmente, de maneira mais rápida.

Os resultados da simulação em estado estacionário no processamento primário considerando os tanques de decantação (Estudo de caso II) são apresentados nas Figuras de 4.1 a 4.13. Onde as respostas são estáveis sem perturbações no tempo ($t=2000$ segundos),

Os resultados de cada equipamento são razoáveis, pois estão dentro da faixa de condições de operação da Planta de Separação de Petróleo no Norte do Peru.

Os níveis (nível total, " h_t ", nível de água, " h_w ", na câmara de separação e o nível da fase oleosa na câmara de petróleo, " h_l "), a vazão de saída de petróleo " L_s " e a pressão do separador trifásico " P_s " são apresentados nas Figuras 4.1, 4.2 e 4.3, respectivamente.

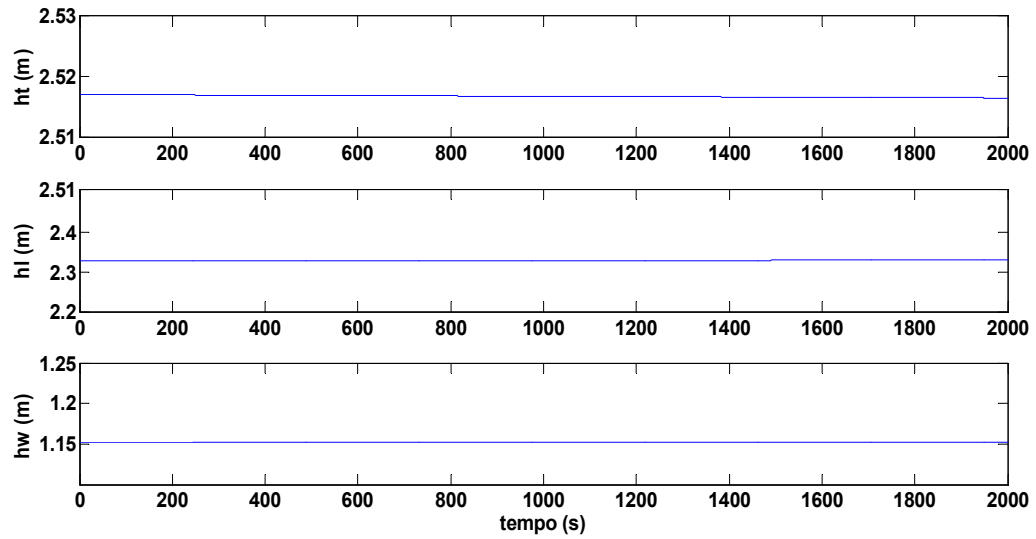


Figura 4.1: Nível total (h_t), nível de água (h_w) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (h_l) no Separador Trifásico (m)

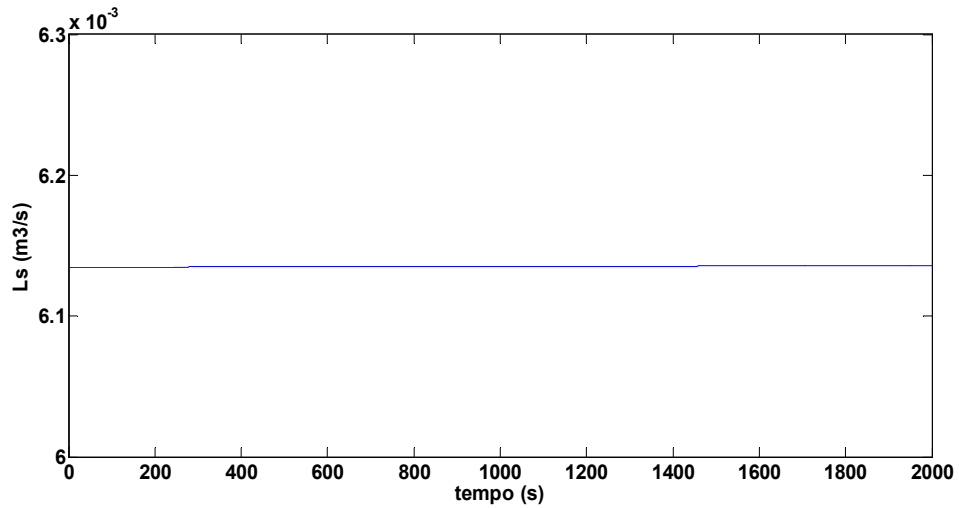


Figura 4.2: Vazão de saída de petróleo (L_s) do Separador Trifásico (m^3/s)

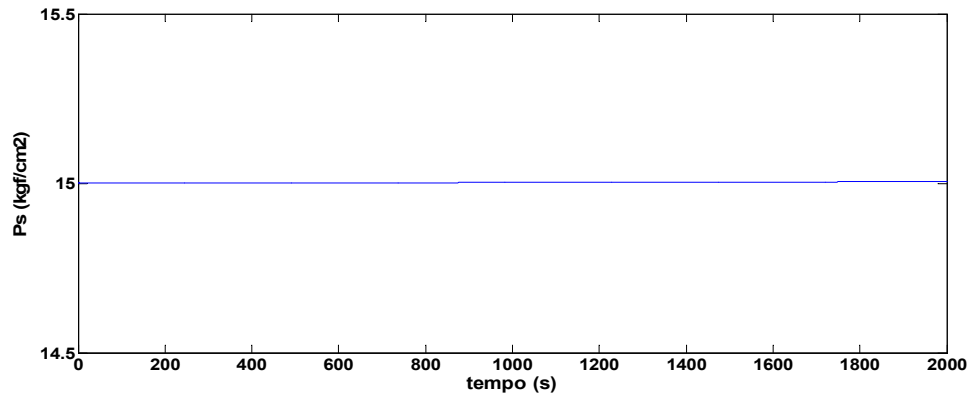


Figura 4.3: Pressão P_s no Separador Trifásico (kg_f/cm^2)

O nível total h_{ttk1} e a vazão de saída de petróleo L_{stk1} do Tanque 1 são apresentados nas Figuras 4.4 e 4.5, respectivamente.

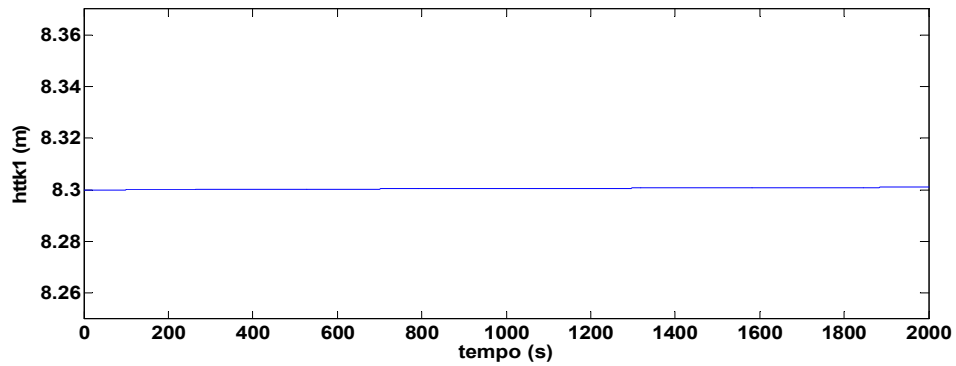


Figura 4.4: Nível total h_{ttk1} do Tanque N° 1 (m)

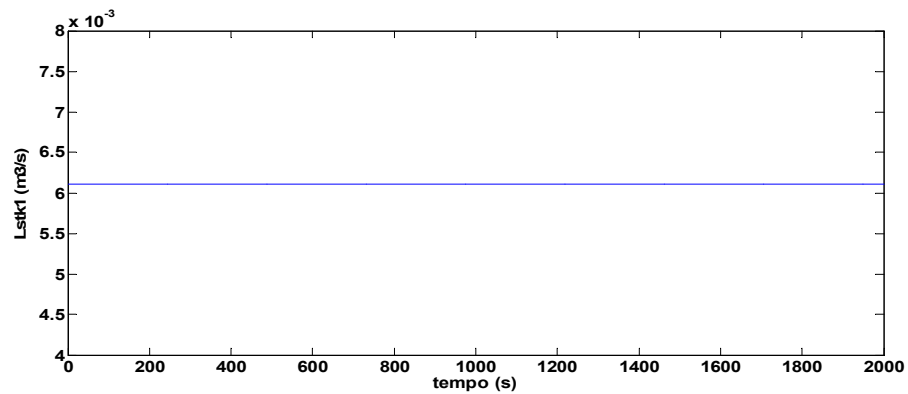


Figura 4.5: Vazão de saída de petróleo L_{stk1} do Tanque N° 1 (m^3/s)

O nível total h_{ttk2} e a vazão de saída de petróleo L_{stk2} do Tanque 2 são apresentados nas Figuras 4.6 e 4.7, respectivamente.

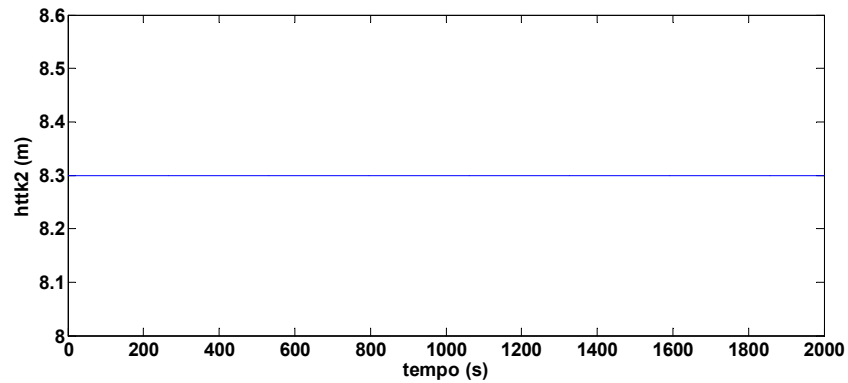


Figura 4.6: Nível total h_{ttk2} do Tanque N°2 (m)

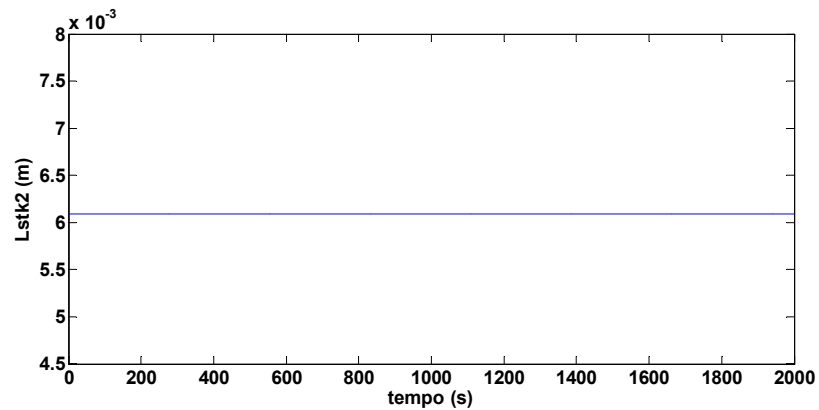


Figura 4.7: Vazão de saída de petróleo L_{stk2} do tanque N°2 (m^3/s)

Os níveis (nível total " h_{ttt} ", nível de água " h_{wtt} " na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo " $h_{l_{tt}}$ "), a vazão de saída de petróleo " L_{stt} " e a pressão " P_{stt} " do tratador térmico são apresentados nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10, respectivamente.

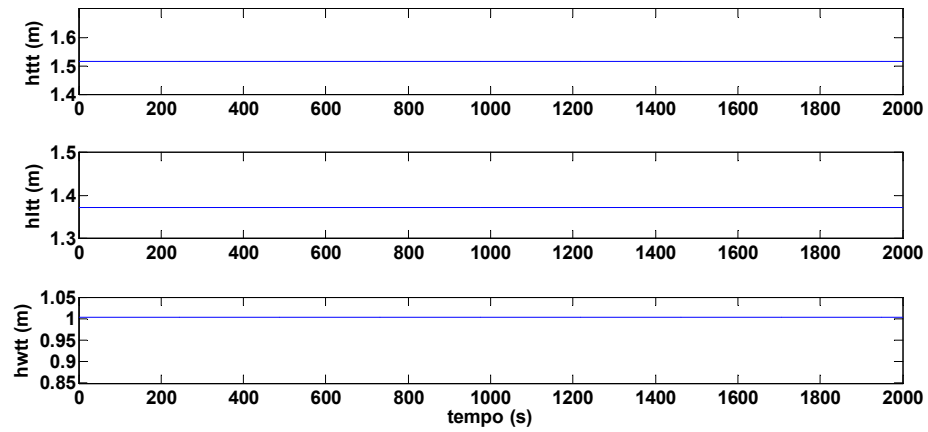


Figura 4.8: Nível total (h_{ttt}), nível de água (h_{wtt}) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (h_{ott}) no Tratador Térmico (m)

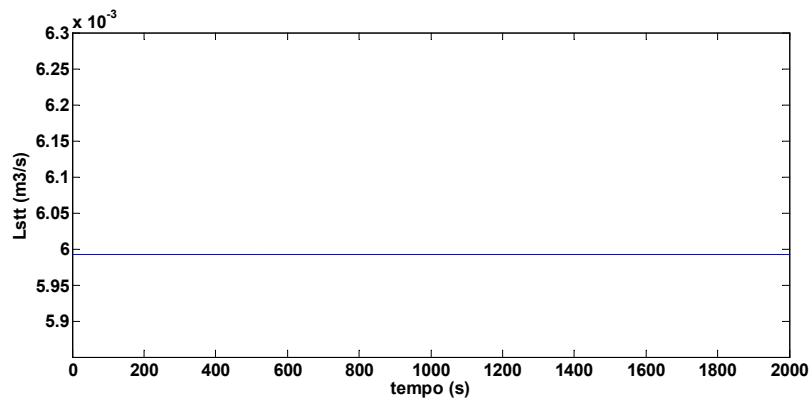


Figura 4.9: Vazão de saída de petróleo L_{stt} no Tratador Térmico (m^3/s)

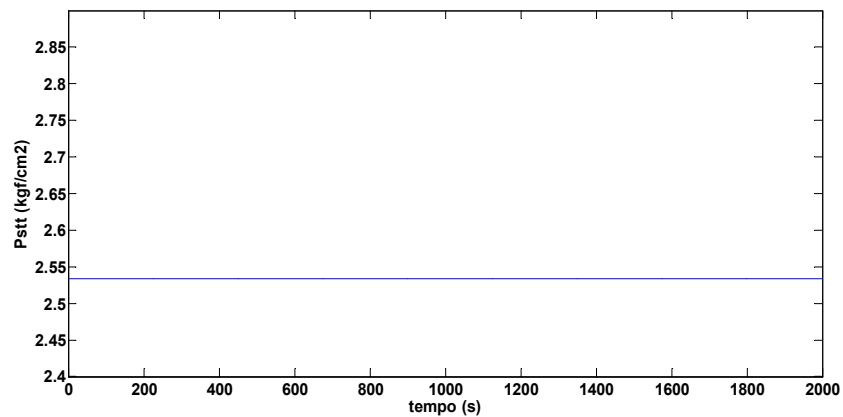


Figura 4.10: Pressão P_{stt} no Tratador Térmico (kg_f/cm^2)

Tem maior tempo de computação de facilidade em base a programação dos equipamentos em usar o simulink que no matlab.

Os níveis (nível total " h_{tte} ", nível de água " h_{wte} " na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo " h_{lte} "), a vazão de saída de petróleo " L_{ste} " e a pressão " P_{ste} " do tratador eletrostático são apresentados nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13, respectivamente.

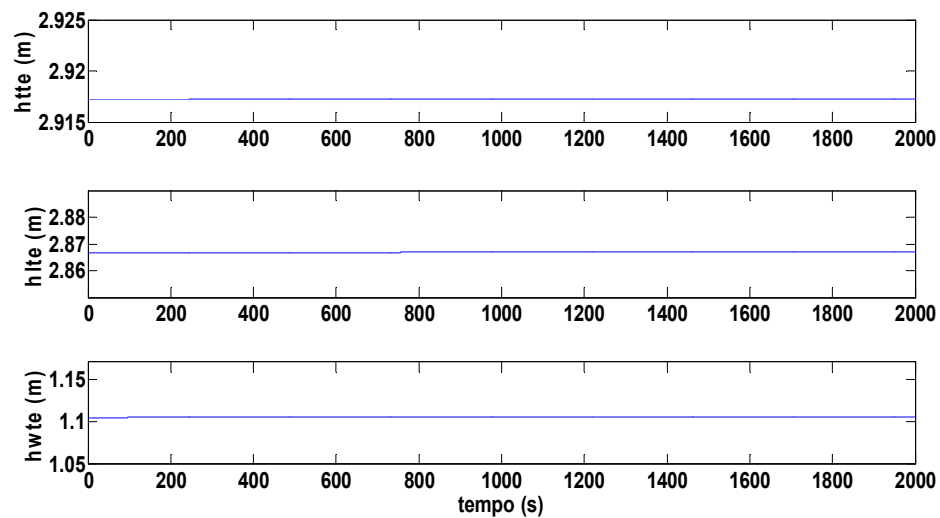


Figura 4.11: Nível total (h_{tte}), nível de água (h_{wte}) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (h_{lte}) no Tratador Eletrostático (m)

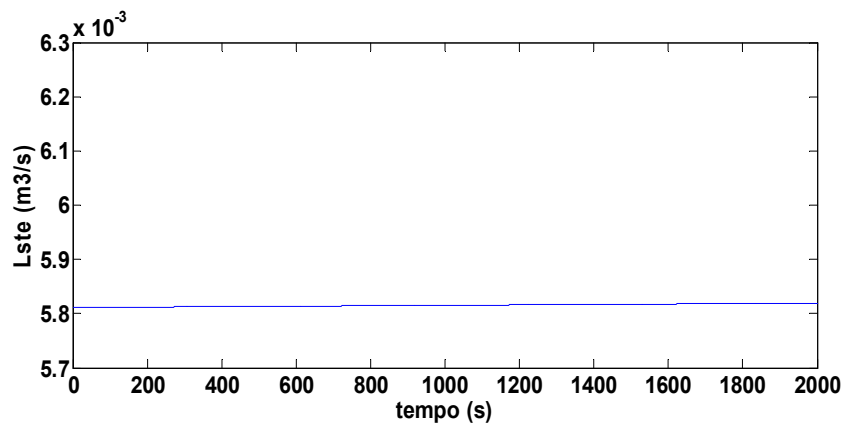


Figura 4.12: Vazão de saída de petróleo L_{ste} no Tratador Eletrostático (m³/s)

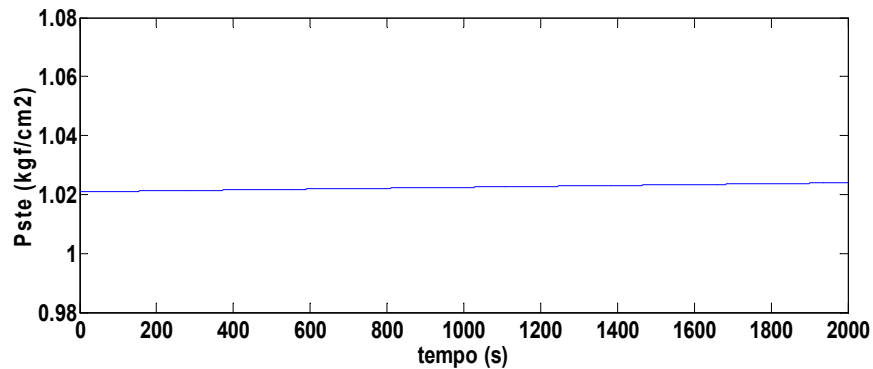


Figura 4.13: Pressão P_{ste} no Tratador Eletrostático (kg_f/cm^2)

4.2 Simulação da Modelagem Matemática em Simulink® do Matlab®

A escolha de usar o Simulink® é porque tal *software* usa diferentes tipos de menus chamados 'janelas de diagramas de blocos'. Nestes menus pode-se criar e editar um modelo matemático com as equações diferenciais ordinárias de modo gráfico usando o mouse. Depois de definida, qualquer simulação pode ser analisada selecionando uma opção nos menus do Simulink® ou digitando comandos a partir da linha de comando do Matlab®.

Considerações na simulação:

- Os dados para solução da simulação no Simulink® são os mesmos usados no código de programação do Matlab®;
- Consideram-se sempre nos cálculos que o nível do petróleo (h_l), vai ser menor que a altura da chicana (h_{vert}), do contrario a chicana não mais influencia o escoamento, e assim a separação vai ser primeiro na câmara de separação para que depois o petróleo já separado passe para a câmara de petróleo:

$$h_l < h_{vert} ;$$

- O nível de água é menor que a altura da chicana, para que a água não passe para a câmara de petróleo:

$$h_w < h_{vert} ;$$

- Para diminuir os níveis no caso de estarem altos deve-se fechar a válvula de gás para que este ponha pressão no sistema e a vazão de água e petróleo aumente;
- Não há arraste líquido pela fase gasosa;
- A eficiência para cada equipamento é considerada constante, porque não se dispõe de dados experimentais que permitam descrever as variações de tal variável com referencia aos dados de operação, assim como descrito no apêndice C;
- As soluções matemáticas das equações diferenciais são feita com *variable step size*, usando a rotina ODE45;

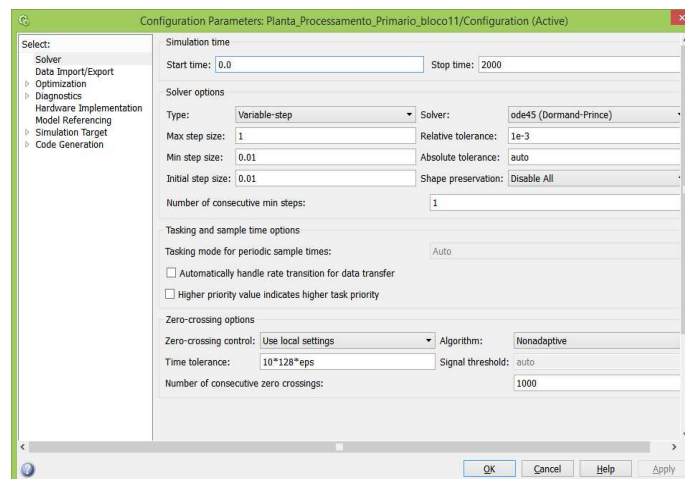


Figura 4.14: Configuração para usar outros tipos de solver para a solução matemática

- Na simulação feita em Simulink® pode se modificar os valores de entrada e parâmetros dos equipamentos nos blocos que estão com o sistema de “Mask”, por exemplo, para o caso do cálculo da vazão de saída de petróleo, como apresentado na Figura 4.15;

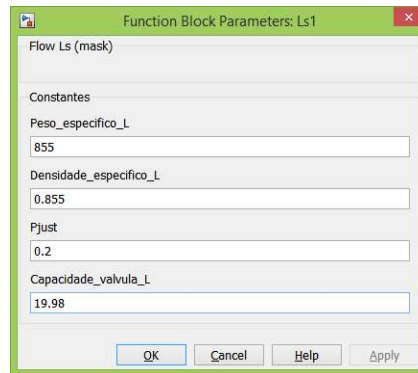


Figura 4.15: “Mask” no bloco do cálculo de vazão de saída de petróleo.

A Figura 4.16 apresenta o diagrama de blocos da planta de processamento primário do petróleo, no qual cada tipo de separador tem seu sistema de equações diferenciais que serão resolvidas simultaneamente. Neste sistema estão incluídas as equações dos tanques de lavagem para as análises de suas variáveis após a introdução de perturbações no sistema.

A Figura 4.17 apresenta o sistema de equações diferenciais a ser resolvida no separador trifásico, sendo cada bloco amarelo uma equação diferencial. A exceção a isso são as equações diferenciais para h_t e h_l , cujos blocos estão juntos para satisfazer a solução da exceção dos casos 1 e 2 do Modelo de Nunes (ver a seção 3.1.1).

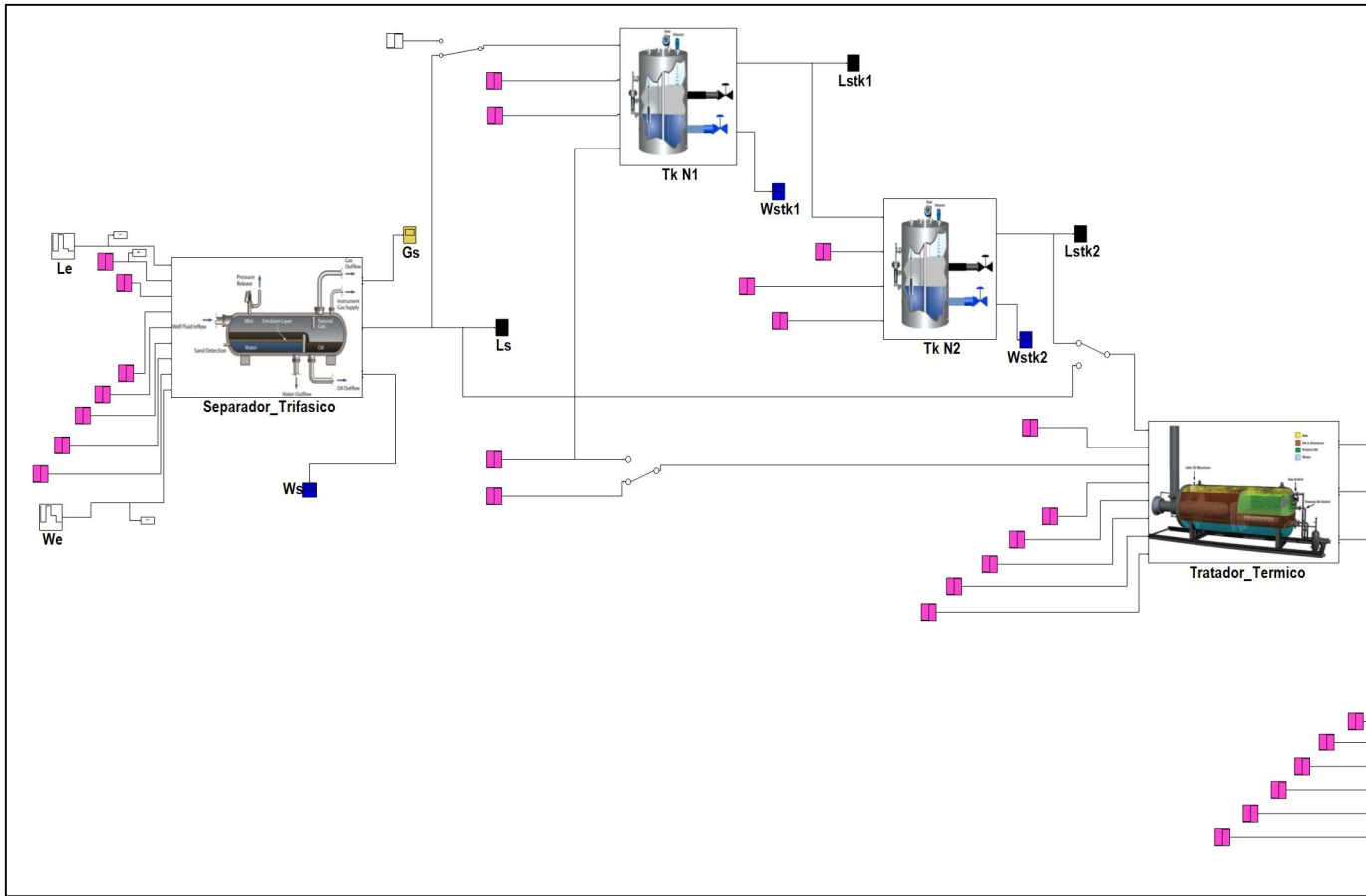


Figura 4.16: Simulação Processamento Primário com possibilidade de usar os Tanques

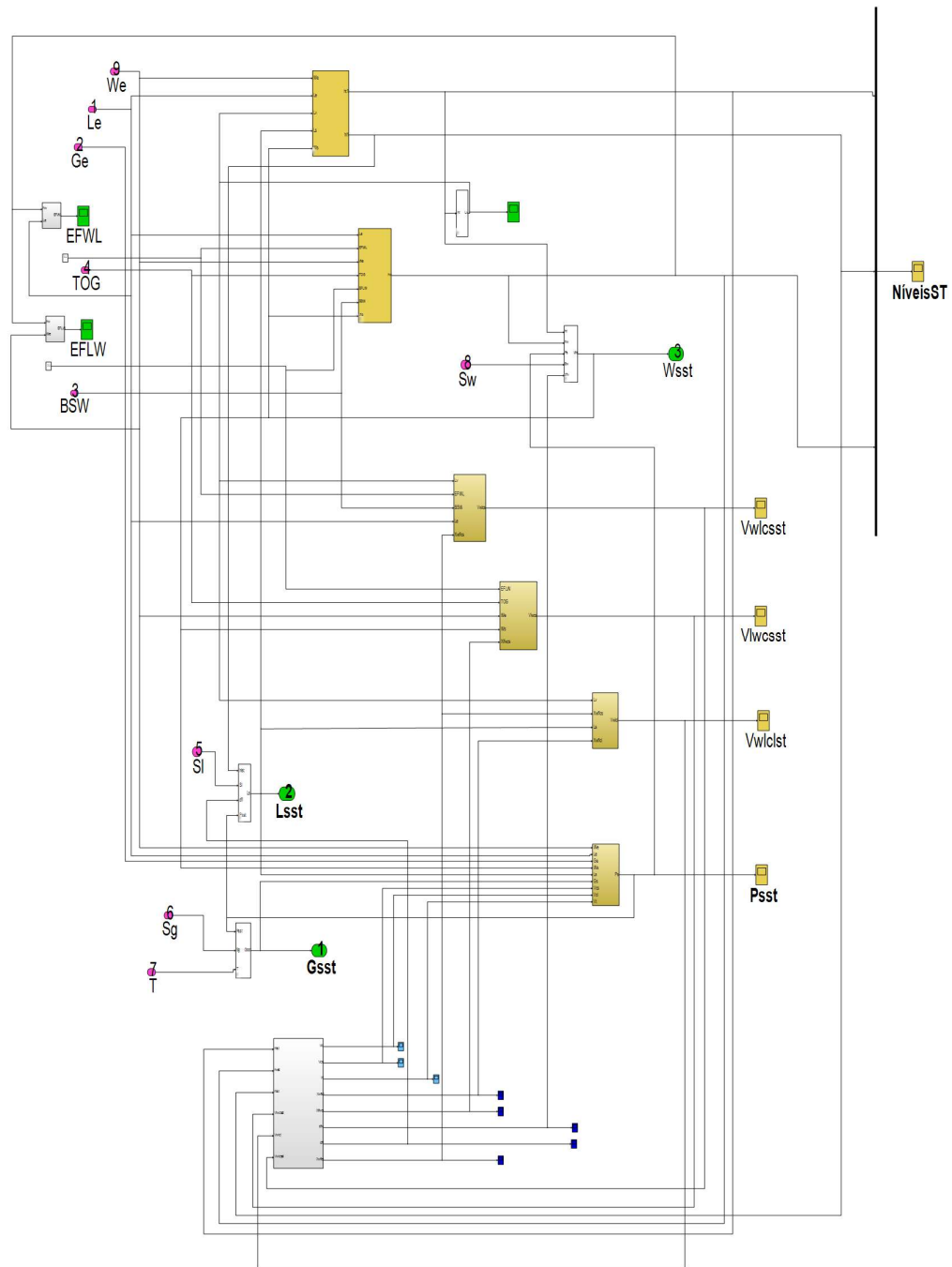


Figura 4.17: Esquema de blocos para a modelagem de Nunes para um separador trifásico

Os detalhes do diagrama de blocos feito no Simulink® são apresentados no Apêndice E.

A perturbação no sistema é feita no primeiro equipamento, que para o caso do processamento primário é o separador trifásico. A perturbação é do tipo degrau e ocorre na alimentação do sistema. A fase líquida que entra no equipamento, apresentado na Figura 4.18, é composta de petróleo e a água. A perturbação em degrau é feita nas vazões dos dois componentes. Serão testadas diferentes perturbações para mostrar o comportamento dos fluidos no sistema.

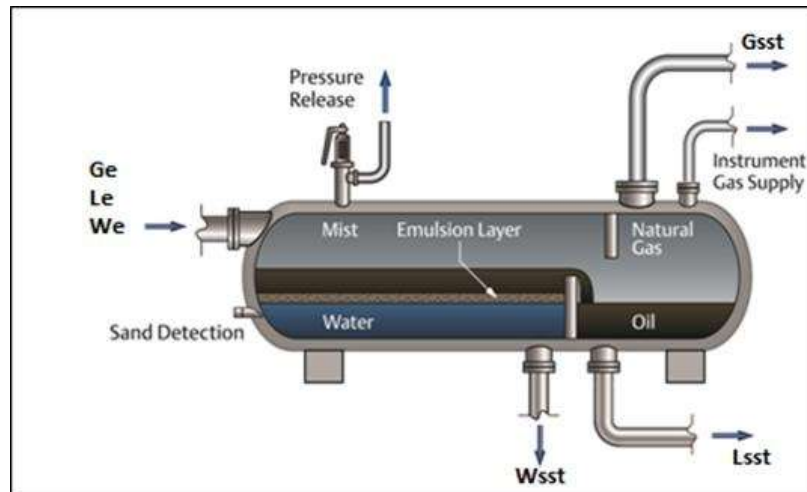


Figura 4.18: Distribuição das saídas do Separador Trifásico

Uma perturbação degrau que resulte em um aumento de 6% na vazão de entrada do líquido terá como consequência a igualdade entre o nível total da câmara de separação e o nível da câmara de petróleo. Assim sendo, o fato do equipamento dispor de duas câmaras (de separação e de petróleo) não irá influenciar consideravelmente na separação dos fluidos. Portanto, o separador trifásico é do tipo apresentado no caso 2 do modelo de Nunes, explicado na seção 3.1.1 (ver na Figura 3.5). A Figura 4.19 apresenta a resposta dos níveis no separador trifásico quando se tem uma perturbação degrau de +7% na vazão de entrada do líquido.

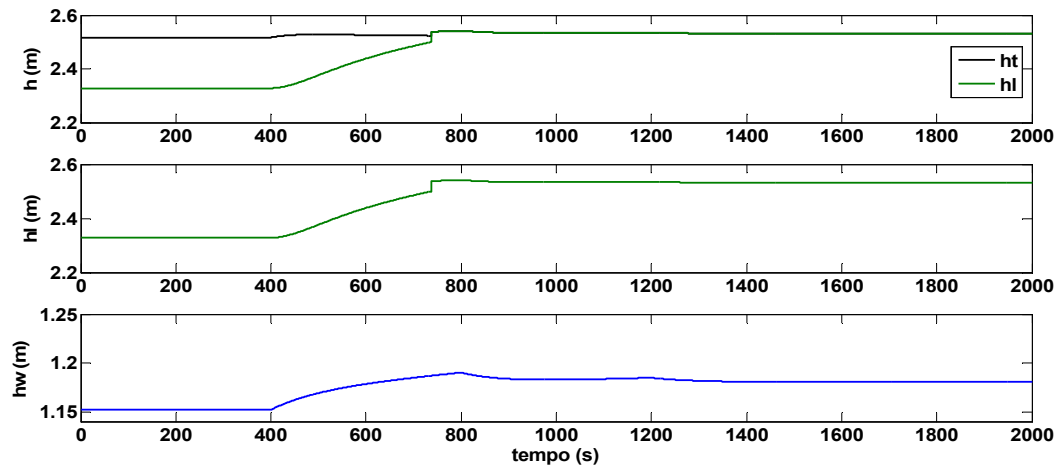


Figura 4.19: Variação do nível total (h_t), nível de água (h_w) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (h_l) no Separador Trifásico com degrau de +7% da entrada dos líquidos

A escolha de usar um 7% no degrau para os líquidos de petróleo e água ao mesmo tempo, é porque ambos ingressam ao mesmo tempo no equipamento. O 7% é um valor variável razoável, para as dimensões do equipamento, um valor maior pode ter maior risco no controle das variáveis.

Considera-se fazer as perturbações do tipo degrau com valores entre +2 e +5% para um tempo $t = 400$ e $t = 800$ respectivamente na entrada dos líquidos no separador trifásico. Tais simulações são apresentadas na Figura 4.20, a seguir:

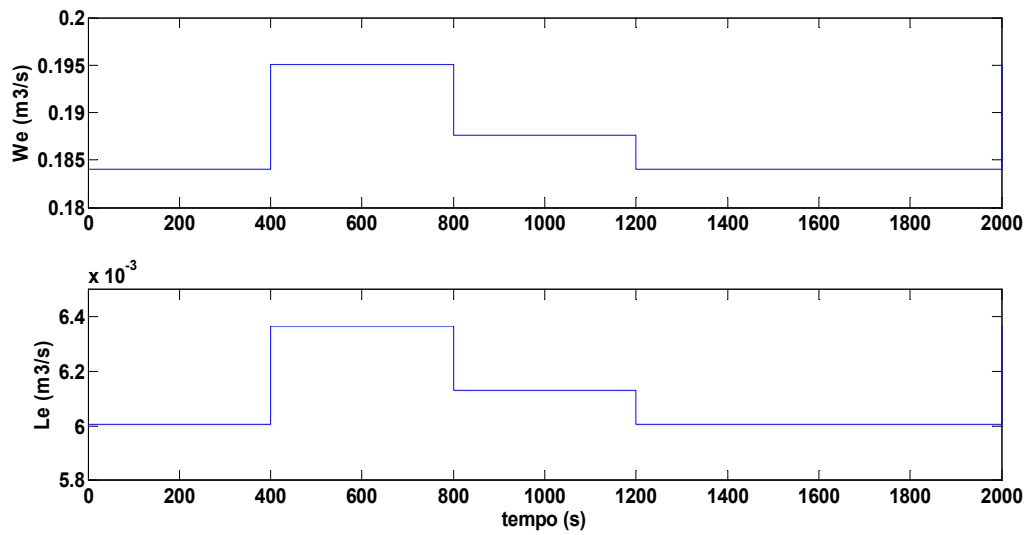


Figura 4.20: Perturbação na vazão de entrada do petróleo (Le) e água (We) no Separador Trifásico (m^3/s)

O sistema que estava em estado estacionário é perturbado na entrada do separador trifásico e como consequência os níveis da câmara de separação e de petróleo são alterados, como é apresentado na Figura 4.21. Após de 1200 segundos os níveis entram em estado estacionário e se tornam estáveis novamente.

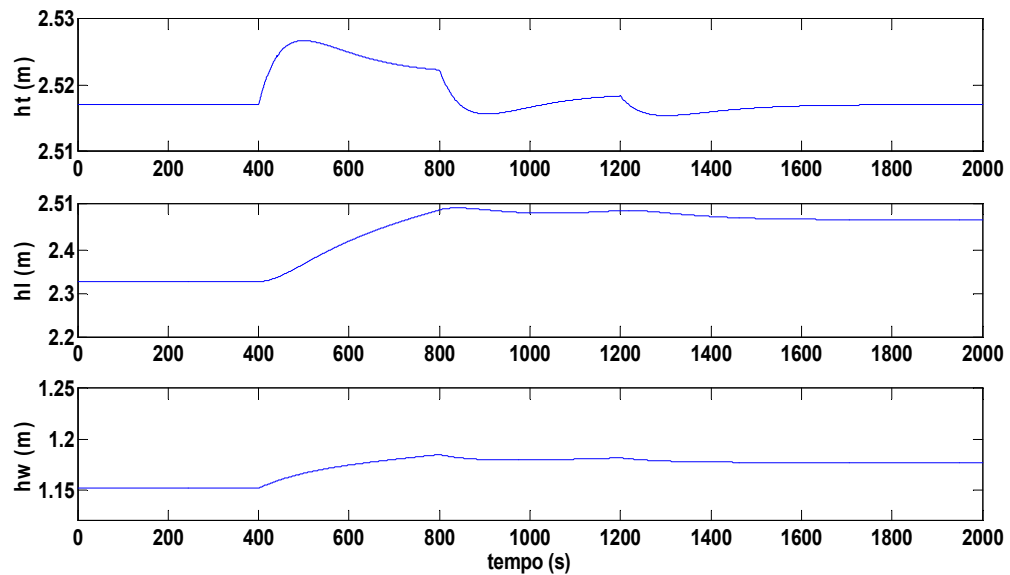


Figura 4.21: Variação do nível total (h_t), nível de água (h_w) na câmara de separação e nível da fase oleosa na câmara de petróleo (h_l) no Separador Trifásico com degrau +2% e +5% da entrada dos líquidos

O comportamento dos níveis ainda cumpre com as especificações do Caso 1 do Modelo de Nunes, pela diferença dos níveis de petróleo e o total, portanto têm-se duas câmaras, uma de separação e outra de petróleo.

A Figura 4.22 apresenta a variação da pressão no separador trifásico, a qual aumentará no início pelo aumento das vazões de entrada do líquido. É claro que quando a perturbação degrau diminui a pressão vai diminuir porque as vazões de entrada diminuem.

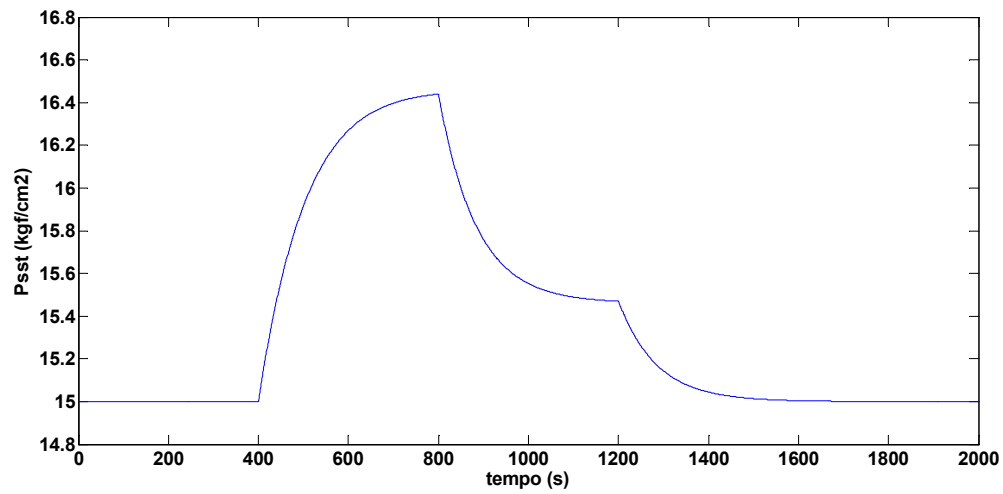


Figura 4.22: Variação da pressão P_s no Separador Trifásico (kgf/cm^2)

Segundo a Equação 3.5 o cálculo da vazão de saída de petróleo depende principalmente da variação da pressão e o nível da fase oleosa na câmara de petróleo. Por isso a Figura 4.23 que apresenta a vazão de saída de petróleo tem o mesmo padrão à curva da pressão, a qual é a variável que mais influi no seu cálculo.

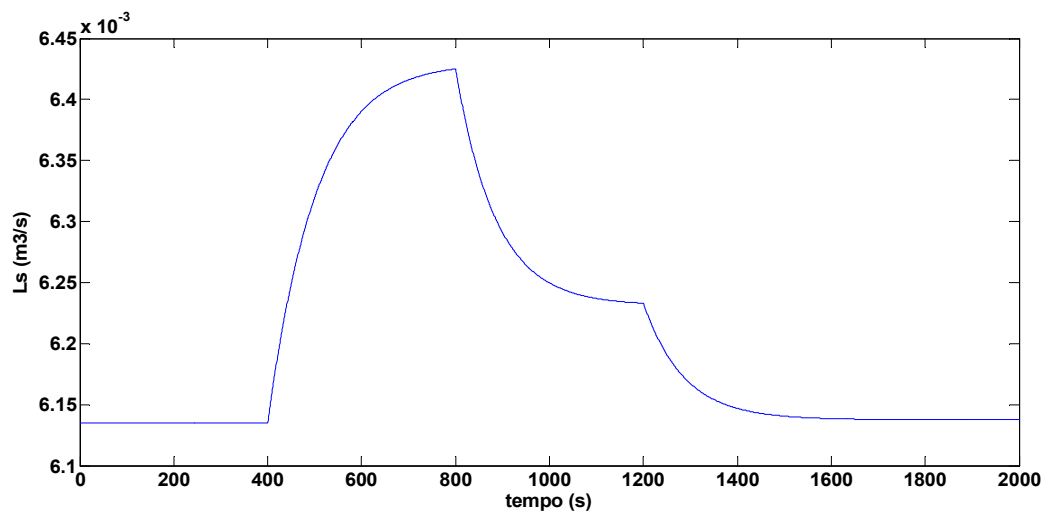


Figura 4.23: Variação da vazão de saída do petróleo L_s do separador trifásico (m^3/s)

Se estivermos usando os tanques de decantação, eles vão receber a variação da vazão de saída de petróleo do separador trifásico. A Figura 4.24 apresenta o Tanque de decantação N° 1, a onde a vazão de saída L_{stk1} é constante e a vazão de entrada L_{sst} é variável, por tanto o nível total é variável. A variação da vazão e do nível total do tanque é apresentada nas Figuras 4.25 e 4.26 respectivamente.

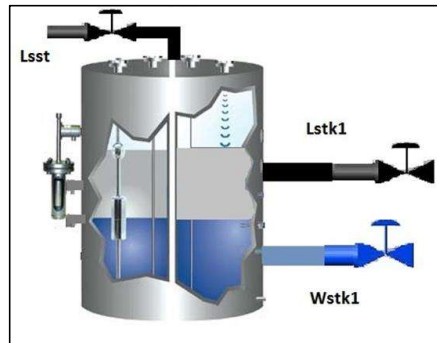


Figura 4.24: Distribuição das entradas e saídas do Tanque N°1

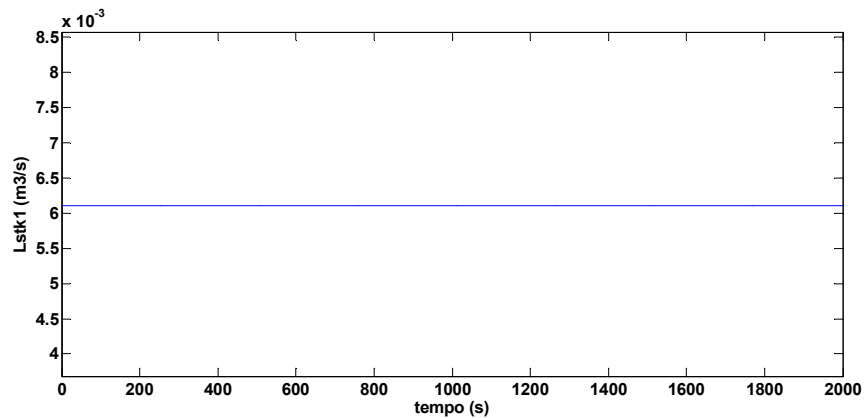


Figura 4.25: Vazão de saída do petróleo L_{stk1} do Tanque N°1 (m^3/s)

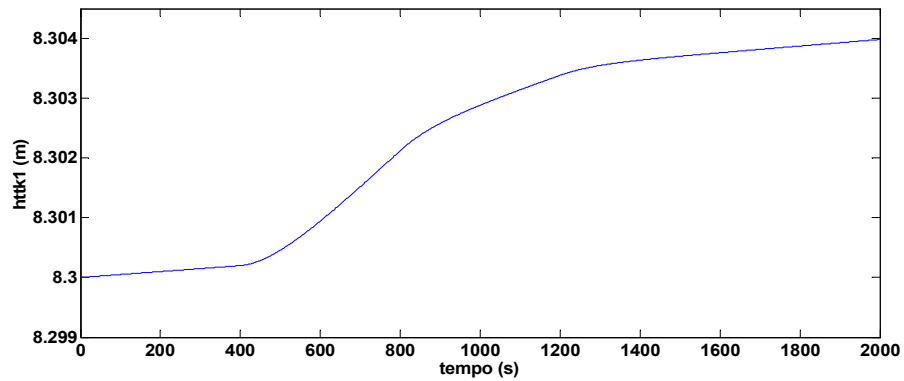


Figura 4.26: Nível total h_{ttk1} no Tanque N°1 (m)

A Figura 4.27 apresenta as variáveis principais de operação do Tanque de decantação N°2. Considera-se que saída do petróleo L_{stk} vai ser constante, e, como a vazão de ingresso L_{stk} é constante então o nível total vai ser constante. A vazão e o nível total do tanque são apresentados nas Figuras 4.28 e 4.29, respectivamente.

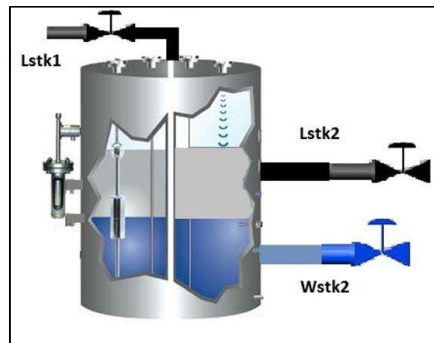


Figura 4.27: Distribuição das entradas e saídas do Tanque N°2

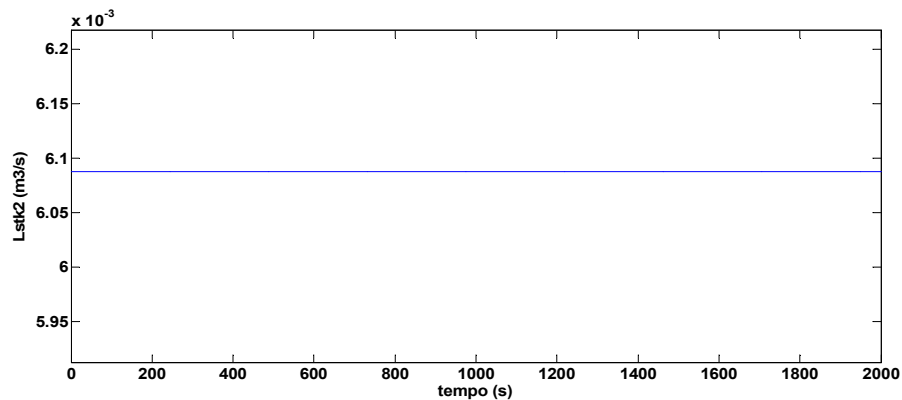


Figura 4.28: Vazão de saída do petróleo L_{stk2} no Tanque N° 2 (m^3/s)

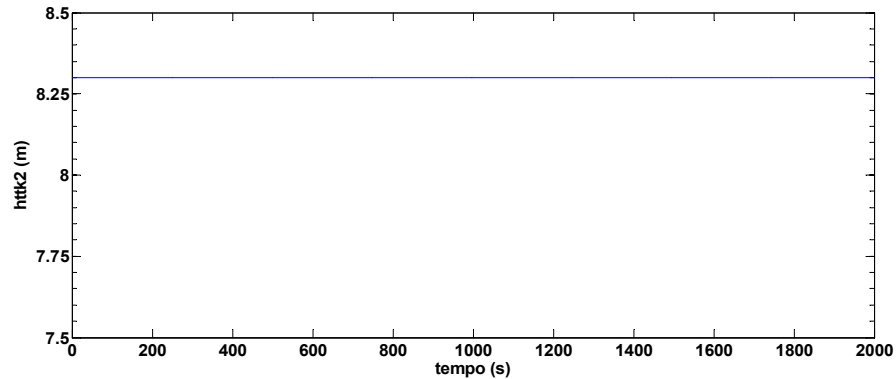


Figura 4.29: Nível total h_{tk2} no Tanque N° 2 (m)

O seguinte equipamento é o tratador térmico, cujas variáveis de operação são apresentadas na Figura 4.30. O cálculo das vazões de entrada utiliza as equações apresentadas na seção 3.1.3 e depende de estarmos avaliando o Estudo de Caso I ou II, apresentados nas Figuras 3.1 e 3.2, respectivamente.

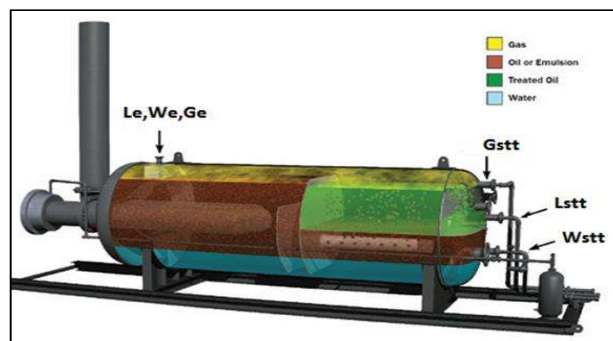


Figura 4.30: Distribuição das vazões de entrada e saída do Tratador Térmico

Se for o Estudo de Caso I, o equipamento anterior ao tratador térmico é o separador trifásico, os níveis no equipamento vão ser afetados pelas perturbações tipo degrau. Tal situação está apresentada na Figura 4.31. Portanto a separação não vai ser uniforme, o que pode afetar o tempo de residência e a vazão do vertedouro. A consequência principal disto é a passagem de uma maior porcentagem de água da câmara de separação para a câmara de petróleo.

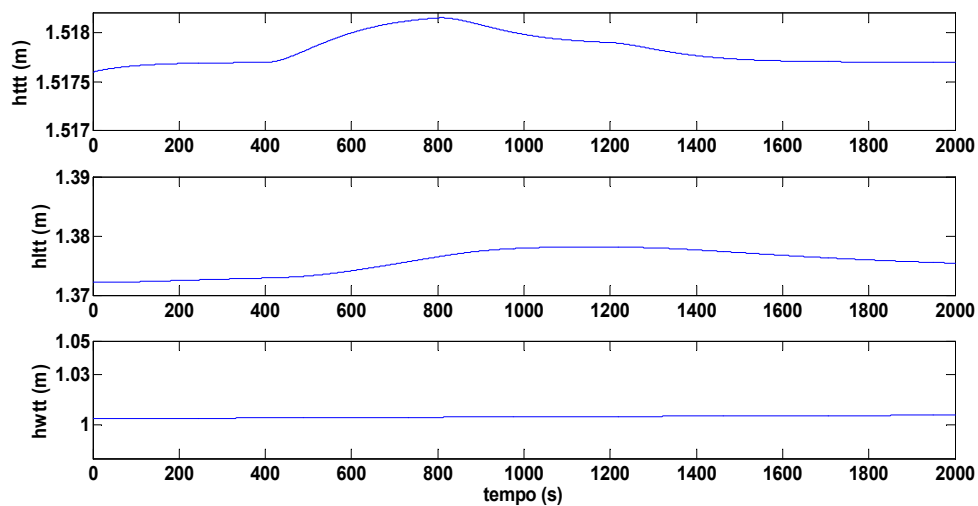


Figura 4.31: Nível total h_{ttt} , nível de água h_{wtt} na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo h_{itt} do Tratador Térmico sem tanques de separação – Estudo de Caso I (*m*).

No Estudo de Caso II, em que o equipamento anterior ao tratador térmico é o tanque de decantação N°2 e sua vazão de saída são constantes os níveis do tratador térmico não vão ser afetados pelas perturbações feitas no separador trifásico. Tal resultado é apresentado na Figura 4.32.

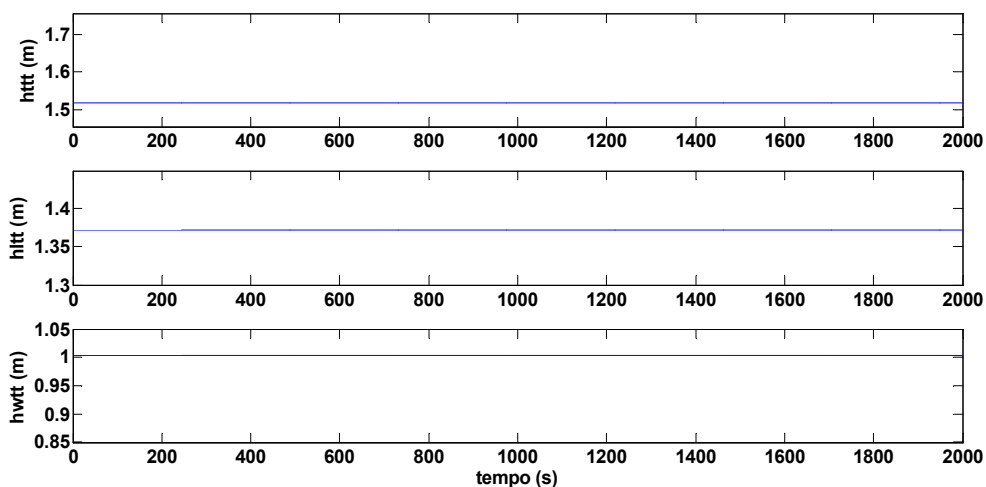


Figura 4.32: Nível total h_{ttt} , nível de água h_{wtt} na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo h_{itt} do Tratador Térmico com tanques de separação – Estudo de Caso II (*m*).

No Estudo de Caso I, sem tanques de decantação, ocorrerá um aumento na pressão e vazão de saída do petróleo no tratador térmico durante o intervalo da perturbação feita no separador trifásico. No Estudo de caso II, com tanques de decantação, a vazão de saída e a pressão no tratador térmico são constantes. A variação da pressão e da vazão de saída de petróleo é apresentada nas Figuras 4.33 e 4.34 respectivamente.

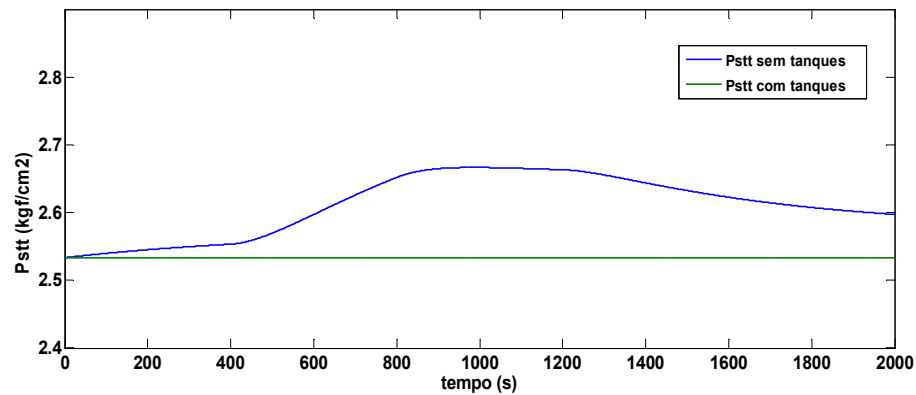


Figura 4.33: Variação da pressão P_{stt} no Tratador Térmico para os Estudos de Caso I e II (kgf/cm^2)

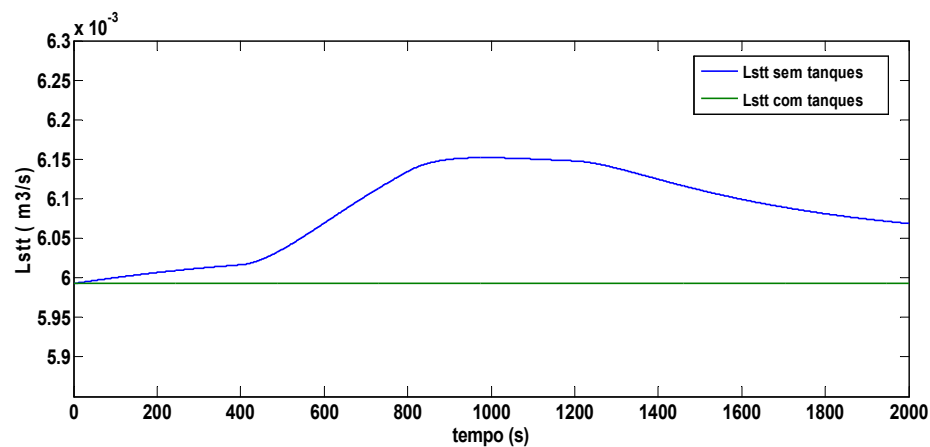


Figura 4.34: Variação da vazão de saída do petróleo L_{stt} no Tratador Térmico para os Estudos de Caso I e II (m^3/s)

É importante considerar que os tanques amortecem as perturbações da variação dos fluxos de líquidos no ingresso dos equipamentos, mais quando a produção de petróleo e água é muito variável. É recomendável usar dois tanques para ter tempo e espaço de

amortecer as variações, já que se é só um tanque pode estar em manutenção ou não ter a capacidade suficiente para receber a total produção de petróleo e água.

O equipamento final do processamento primário é o tratador eletrostático, e as variáveis de operação principais são apresentadas na Figura 4.35. Como consequência da perturbação no separador trifásico temos também a variação dos níveis para os Estudos de Caso I e II como é apresentado nas Figuras 4.36 e 4.37 respectivamente.

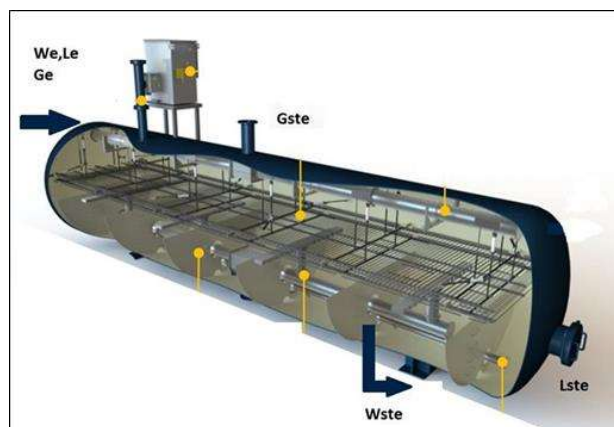


Figura 4.35: Distribuição das vazões de entrada e saída do Tratador Eletrostático

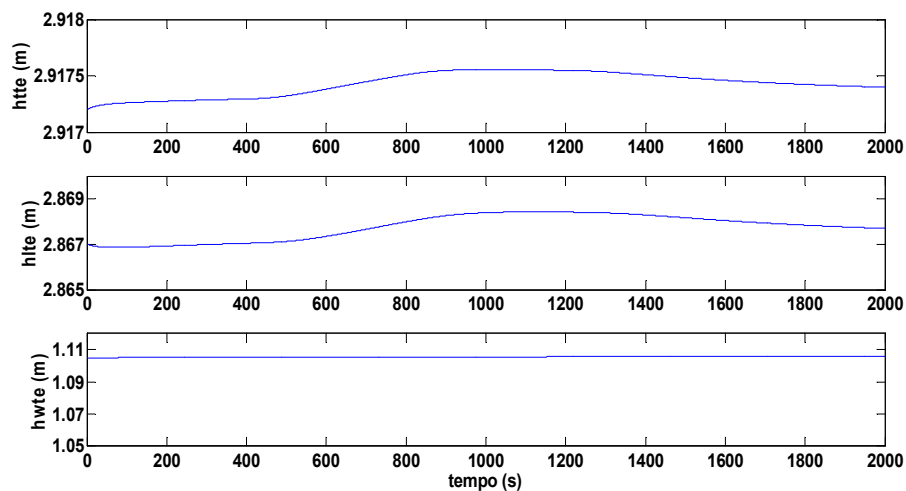


Figura 4.36: Nível total h_{tte} , nível de água h_{wte} na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo h_{lte} do Tratador Eletrostático sem tanques de separação – Estudo de Caso I

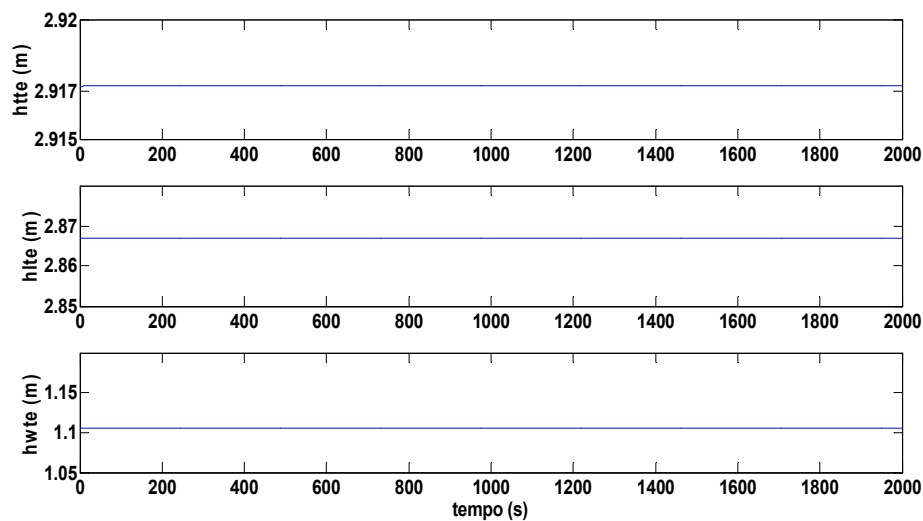


Figura 4.37: Nível total h_{tte} , nível de água h_{wte} na câmara de separação, e nível da fase oleosa na câmara de petróleo h_{lte} do Tratador Eletrostático com tanques de separação – Estudo de Caso II

A variação da pressão e a vazão de saída do tratador eletrostático comparando os Estudos de Caso I (sem tanques) e II (com tanques) são apresentadas nas Figuras 4.38 e 4.39.

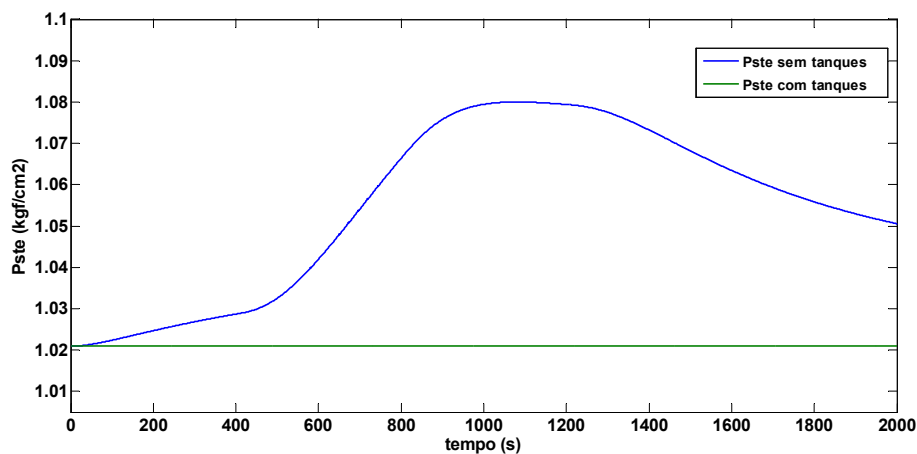


Figura 4.38: Variação da pressão P_{ste} no Tratador Eletrostático para os Estudos de Caso I e II (kgf/cm^2)

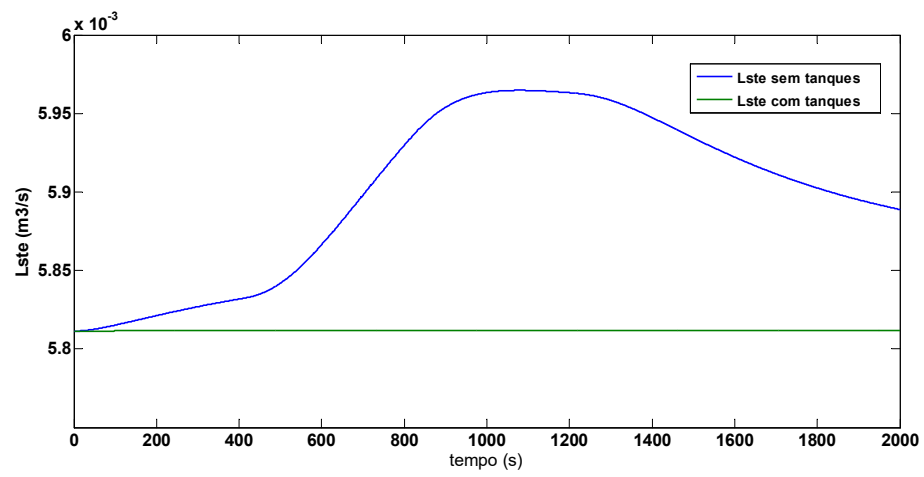


Figura 4.39: Variação da vazão de saída do petróleo L_{ste} do Tratador Eletrostático para os Estudos de Caso I e II (m^3/s)

5 CONCLUSÕES

- A simulação em blocos no Simulink® incluiu os dois casos possíveis da modelagem de Nunes: quando $h_l < h_{vert}$ ou $h_l \geq h_{vert}$. Foram analisados os dados de operação no equipamento para o caso do nível do petróleo ser maior que o nível do vertedouro ($h_l \geq h_{vert}$). Nesse caso a separação pode não ser tão boa, devido à água poder verter na câmara de petróleo;
- Para uma Planta de Processamento Primário com problemas de variações nas vazões de entrada ou em outra variável, dentre as alternativas apresentadas o sistema do Estudo de Caso II é a melhor opção, na qual o uso dos tanques de decantação ou de lavagem estabiliza o sistema nos equipamentos que estão à jusante do separador trifásico, como o tratador térmico e o eletrostático;
- A perturbação feita só pode estar entre 2% e 5% da vazão líquida na entrada do separador trifásico, para o trabalho da simulação apresentada. Se a perturbação for maior que 5% o nível de petróleo na câmara de petróleo vai ser maior que a altura do vertedouro ($h_l > h_{vert}$) e a chicana deixará de influenciar o escoamento. Adicionalmente, há a possibilidade de que tal variação na câmara de separação cause um aumento na quantidade de água que passa para a câmara de petróleo;
- A simulação feita em Simulink® permite alterações nos valores das variáveis de entrada e nos parâmetros de operação dos equipamentos sem que seja necessário modificar o sistema do diagrama de blocos. Além disso, através do simulador podem-se introduzir perturbações no sistema, realizando-se testes e obtendo melhorias no desempenho da separação de petróleo, gás e água.
- A simulação do processamento primário do petróleo tem um desempenho maior no método feito através do *software* Simulink®, ao invés de programação com Matlab®. Isso ocorre devido a uma maior rapidez na simulação, resultado da rotina em Matlab® utilizar um tamanho de passo “*h*” constante, enquanto a solução em Simulink® trabalha com um tamanho de

passo variável. Além disso, diferentes rotinas podem ser usadas para solução das equações diferenciais. Para o caso desenvolvido utilizou-se a rotina ODE45, mas outras poderiam ser utilizadas, como a ODE113 ou a ODE15S;

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Realizar os cálculos das eficiências de separação nos equipamentos, ef_{lw} e ef_{wl} , baseando-se nos resultados de laboratório segundo o apêndice C. Assim, serão obtidos os valores da eficiência de cada equipamento para cada valor do nível, " h_w ", o qual é função das vazões de entrada de petróleo L_e e de água W_e ;
- Considerar a implementação das malhas de controle nas vazões de saída de gás, petróleo e água para que a porcentagem de abertura das válvulas de saída não seja constante como foi apresentado na simulação de Simulink®. Também implementar uma malha de controle de temperatura no caso do tratador térmico e uma de controle da vazão de água de lavagem na entrada do tratador eletrostático segundo os valores de BSW e PTB na saída do petróleo;
- Modificar a modelagem para incluir as considerações gerais de dimensionamento apresentados na seção 2.3.2 para que a modelagem matemática seja o mais realista possível. Isso possibilitará análises mais exatas das variáveis que influenciam a separação de petróleo, gás e água;
- Para o caso da modelagem do tratador eletrostático pode se incluir as equações do campo elétrico aplicado nas placas instaladas no seu interior; isso vai ter melhores resultados na simulação da separação final entre o petróleo e a água.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

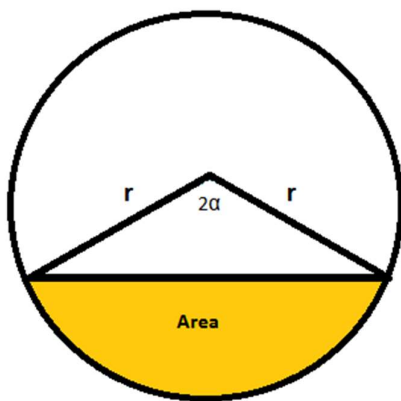
- ARNOLD, K. E. and SMITH, H. V. Crude Oil Emulsions. In: Bradley, *Petroleum Engineering Handbook, 3rd ED., Cap. 19, Richardson-Texas-USA, Society of Petroleum Engineer, 1992.*
- ARNOLD, K.; STEWART, M. *Surface Production Operations*, volume 1, 1998.
- ANDRADE, G. H. *Estudo da Espectroscopia na Região do Infravermelho Médio e Próximo para Previsão das Propriedades do Petróleo e Emulsão de Petróleo do Tipo Água em Óleo.* Dissertação de mestrado. UFRJ, Escola de Química UFRJ/EQ, 125p 2009.
- BARCELÓ, L. F. *Simulação Dinâmica Tridimensional de um Separador de Água-Petróleo tipo Free Water Knock Out com queimadores usando o modelo de Drift Flux em OPENFOAM*, Artigo da Associação Argentina de Mecânica Computacional, 2012.
- BRESCIANI, A. E. *Análise do processo de Dessalgação de Petróleo. Otimização do Uso de Água.* Dissertação de Doutor em Engenharia, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Brasil, 2009.
- FIGUEIRA, A. L. *Processamento Primário de Petróleo*, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade Petrobras, Rio de Janeiro, 2007.
- FILGUEIRAS, N. G. *Modelagem, Análise e Controle de um Processo de Separacao petróleo/água*, UFRJ, Rio de Janeiro, 2005.
- GARCIA, C. *Modelagem e Simulação de Processos Industriais e de Sistemas Eletromecânicos*, EDUSP, São Paulo, 2005.
- KOKAL, S. *Crude Oil Emulsions: A State-of-the-Art Review.* SPE 77947, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Proceedings. San Antonio, Texas, EUA, 2002.
- LANGSTON, L. V. *The lease Pumper's Handbook.* Norman, EUA, 2003.
- NUNES, G. C. *Modelagem e Simulação Dinâmica de Separador Trifásico água-óleo-gás.* Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1994.

- PERISSÉ, R. C. H. *Controle Preditivo Multivariável com Requisitos de Qualidade em Plataformas de Produção de Petróleo*. Dissertação de M.Sc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.
- PONTES, R. E. *Modelagem Matemática da Separação Gravitacional de Emulsões de Petróleo*. Dissertação de M.Sc., UNIT, Aracaju-SE, Brasil, 2007.
- VALLE F K. N. *Métodos Numéricos de Euler e Runge Kutta*, Monografia ao Programa de Pós-graduação em Matemática de UFMG, Belo Horizonte, Brasil, 2012.
- SALAGER, J. L. *Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obtener las Propiedades Deseadas. Estado del Arte Parte B. Propiedades de las Emulsiones y su Medición*. In: Cuaderno FIRP S747-B, Mérida, Venezuela, 1999.
- SANTOS, A. F.; HEREDIA M. F.; MELO R. *Relatório Bibliográfico estabilidade de emulsões, ITP – Instituto de tecnologia e pesquisa Universidade Tiradentes, Aracaju, Brasil, 2006*.
- SILVEIRA, M. A. *Controle de um Processo de Tratamento Primário de Petróleo*, Dissertação de M.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro Brasil, 2006.
- SPIEGEL, M. R., *Manual de Fórmulas e Tabelas Matemáticas*. Brasil, Editora McGraw-Hill do Brasil, 1979.
- SOUZA, M. A. *Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional de Petróleo e Gás Para o Setor de Petróleo e Gás PRH-ANP/MME/MCT*. Rio de Janeiro. Acesso em: out. 2009.
- THOMAS, J. E. A. P.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; SOUZA, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; ITOMO, N. E. S.; GOUVÊA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S.; BARRAGAN, R. *Processamento Primário de Fluidos, em: THOMAS J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo, 2a ed.*, Rio de Janeiro-RJ, Editora Interciência, 2004.
- UCHIYAMA JUNIOR, M. T. *Controle Preditivo aplicado ao Processamento Primário de Petróleo*, Dissertação de M. Sc. São Paulo, Brasil, 2013.

APÊNDICE

A. Variação dos níveis no Separador Trifásico, Tratador Térmico e Tratador Eletrostático.

Como os três equipamentos são separadores cilíndricos, podemos considerar a mesma metodologia de cálculo, por Spiegel (1979):



$$Area = \frac{1}{2} r^2 \cdot (2\alpha - \text{sen } 2\alpha)$$

O qual:

$$\text{sen}(2\alpha) = 2 \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\alpha)$$

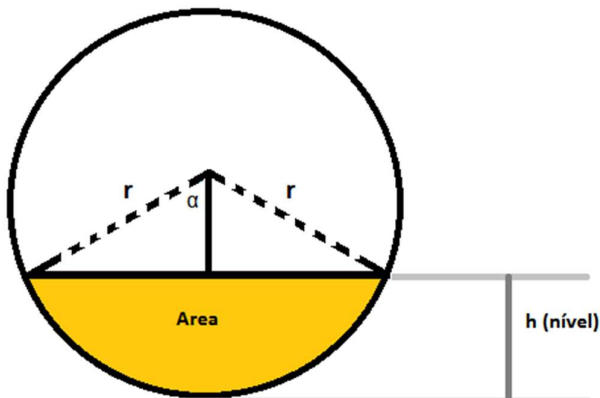
Logo:

$$\hat{Area} = \frac{1}{2} r^2 \cdot [2\alpha - 2 \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\alpha)]$$

$$\hat{Area} = \frac{D^2}{4} \cdot [\alpha - \text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\alpha)] \dots (a)$$

Como:

$$\cos(\alpha) = \frac{r-h}{r} = 1 - \frac{2h}{D}$$



$$\alpha = \arccos \left(1 - \frac{2h}{D} \right) \dots (b)$$

Fazendo:

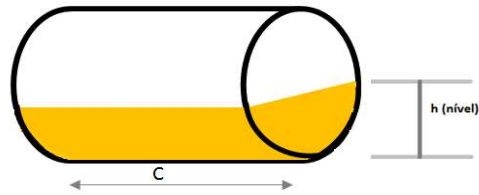
$$\text{sen}^2(\alpha) + \cos^2(\alpha) = 1, \text{ temos:}$$

$$\text{sen}(\alpha) = \sqrt{1 - \left(1 - \frac{2h}{D} \right)^2} \dots (c)$$

Assim, o volume será:

$$V = C \cdot \text{Área}$$

$$V = C \cdot \frac{D^2}{4} \cdot [\alpha - \text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\alpha)]$$



A variação temporal desse volume é:

$$\frac{dV}{dt} = C \cdot \frac{D^2}{4} \cdot \frac{d[\alpha - \text{sen}(\alpha) \cdot \cos(\alpha)]}{dt}$$

$$\frac{dV}{dt} = C \cdot \frac{D^2}{4} \cdot \text{sen}^2(\alpha) \cdot \frac{d\alpha}{dt}$$

Usando (b):

$$\frac{d\alpha}{dt} = \frac{2}{D \sqrt{1 - \left(1 - \frac{2h}{D}\right)^2}} \frac{dh}{dt}$$

Então temos:

$$\frac{dV}{dt} = C \cdot D \cdot \text{sen}(\alpha) \cdot \frac{dh}{dt}$$

Usando (c):

$$\frac{dV}{dt} = C \cdot D \cdot \sqrt{1 - \left(1 - \frac{2h}{D}\right)^2} \cdot \frac{dh}{dt} \quad \longrightarrow \quad \frac{dV}{dt} = 2 \cdot C \cdot \sqrt{h(D-h)} \cdot \frac{dh}{dt}$$

Logo,

$$\frac{dh}{dt} = \frac{\frac{dV}{dt}}{2 \cdot C \cdot \sqrt{h(D-h)}}$$

No qual:

C : Comprimento da câmara analisada

h : Altura da fase correspondente

$\frac{dV}{dt}$: Variação de volume da fase correspondente

B. Base de calculo das equações que relaciona a vazão de fluido através da válvula (Q) com o sinal proveniente do atuador (X ou Y)

Tem-se a equação básica (Bernoulli) usada para relacionar a abertura da válvula X à vazão Q que passa por ela, emprega o coeficiente de vazão da válvula C_v , e corresponde à expressão para o caso que a válvula se encontra 100% aberta:

$$Q = C_v \sqrt{\frac{\Delta P}{G}}$$

Para o caso de uma válvula de controle vamos a introduzir o termo $f(X)$ e $f(Y)$, para líquidos non-flashing e não-cavitantes em escoamento subcrítico, a vazão através de uma válvula é fornecidas pelas seguintes equações, (Driskell, 1983; Masoneilan, 2001):

- Para válvulas de acionamento translacional:

$$Q(gpm) = C_v \cdot f(X) \cdot \sqrt{\frac{\Delta P(psi)}{G(adim)}}$$

- Para válvulas de acionamento rotacional:

$$Q(gpm) = C_v \cdot f(Y) \cdot \sqrt{\frac{\Delta P(psi)}{G(adim)}}$$

Em que temos:

Q : vazão volumétrica pela válvula

C_v : coeficiente de vazão da válvula, fornecido pelo fabricante e função do tamanho do tipo da válvula ($\sqrt{psig/gpm}$)

G : densidade relativa

C. Cálculo da eficiência de separação nos equipamentos do processamento primário tendo em conta como base o separador trifásico

O método de Perissé (2012) contempla a variação das eficiências em função de variáveis mais sensíveis e cuja medição seja mais prática. Este método é apresentado como:

- **Para ef_{lw}**

A vazão de entrada de água W_e e o nível da interface do separador h_w são as variáveis que mais influenciam: aumentar o nível da interface e diminuir a vazão de entrada aumentam a eficiência. Para o cálculo da eficiência temos o seguinte procedimento:

a. Considerando as duas variáveis h_w e W_e , em um intervalo de $0.05 h_{vert} - 0.95 h_{vert}$ e $0.6 W_{nom} - 1.5 W_{nom}$ (vazão nominal da entrada de petróleo) respetivamente, realize simulações variando esses valores com intervalos pequenos de forma obter 101 pontos diferentes para h_w e W_e .

b. Para cada par ordenado (h_w, W_e) obtém-se a eficiência de coleta de água na fase oleosa como resultado dos análises de laboratório. Fazer o gráfico usando as três variáveis (h_w, W_e, ef_{lw}) .

c. A curva obtida pode ser aproximada por um polinômio da ordem que mais se aproxima. Tais polinômios podem ser testados para se averiguar a melhor ordem para cada separador. Para o caso de um polinômio de 3° ordem vai ter a seguinte forma:

$$ef_{lw} = c_0 + c_1 \cdot h_w + c_2 \cdot W_{ej} + c_3 \cdot h_{wi} \cdot W_{ej} + c_4 \cdot h_{wi}^2 + c_5 \cdot W_{ej}^2 + c_6 \cdot h_{wi}^3 + c_7 \cdot W_{ej}^3$$

d. Para obter os coeficientes do polinômio $(c_0, c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6, c_7)$ é utilizado o método dos mínimos quadrados, através do seguinte algoritmo em Matlab®:

```
hvert=input('altura da chicana: ');
Wnom=input('valor nominal de entrada de Wnom: ');
M=input('eficiência do modelo de Filgueiras (2005): ');
hw=linspace(0.05*hvert,0.95*hvert,101);
We=linspace(0.6*Wnom,1.5*Wnom,101);
```

```

N=reshape(M,10201,1);
m=length(hw);
n=length(We);
X=zeros(10201,8);
for i=1:m
    for j=1:n
        X((i-1)*101+j, :)=[ hw(i) We(j) hw(i).*We(j) hw(i).^2 We(j).^2
hw(i).^3 We(j).^3];
    end
end
C=inv(X'*X)*X'*N

```

O vetor “**C**” possui os oito coeficientes da equação da eficiência. Para se verificar a adequação da correlação obtida, calcula-se o erro entre os valores retornados por esta equação e entre os dados experimentais de Filgueiras (2005) da seguinte maneira:

$$Y_{corr} = X \cdot C$$

$$erros = Y_{Filgueiras,2005} - Y_{corr}$$

- **Para ef_{wl}**

Para calcular a correlação de ef_{wl} são consideradas a vazão de entrada de petróleo no separador (L_e) e o nível da interface no separador (h_w). Tais variáveis são as que mais influenciam a eficiência do equipamento. O procedimento é o seguinte:

- Considerando as duas variáveis h_w e L_e , em um intervalo de $0.05 h_{vert} - 0.95 h_{vert}$ e $0.6 L_{nom} - 1.5 L_{nom}$ (vazão nominal da entrada de petróleo) respectivamente, realize simulações variando esses valores com intervalos pequenos de forma obter 101 pontos diferentes para h_w e L_e .
- Para cada par ordenado (h_w, L_e) obtenha a eficiência de coleta de água na fase oleosa como resultado dos análises de laboratório. Fazer o gráfico usando as três variáveis (h_w, L_e, ef_{wl}) .
- A curva obtida pode ser aproximada por um polinômio da ordem que mais se aproxima. Tais polinômios podem ser testados para se averiguar a melhor ordem para cada separador. Para o caso de um polinômio de 3° ordem vai ter a seguinte forma:

$$ef_{wl} = c_0 + c_1 \cdot h_w + c_2 \cdot L_{ej} + c_3 \cdot h_{wi} \cdot L_{ej} + c_4 \cdot h_{wi}^2 + c_5 \cdot L_{ej}^2 + c_6 \cdot h_{wi}^3 + c_7 \cdot W_{ej}^3$$

d. Para obter os coeficientes do polinômio ($c_0, c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6, c_7$) é utilizado o método dos mínimos quadrados, através do seguinte algoritmo em Matlab®:

```

hvert=input('altura da chicana: ');
Lnom=input('valor nominal de entrada de Lnom: ');
M=input('eficiência do modelo de Filgueiras (2005): ');
hw=linspace(0.05*hvert,0.95*hvert,101);
We=linspace(0.6*Lnom,1.5*Lnom,101);
N=reshape(M,10201,1);
m=length(hw);
n=length(Le);
X=zeros(10201,8);
for i=1:m
    for j=1:n
        X((i-1)*101+j , :)= [1 hw(i) Le(j) hw(i).*Le(j) hw(i).^2 Le(j).^2 hw(i).^3
        Le(j).^3];
    end
end
C=inv(X'*X)*X'*N

```

O vetor “**C**” possui os oito coeficientes da equação da eficiência. Para se verificar a adequação da correlação obtida, calcula-se o erro entre os valores retornados por esta equação e entre os dados experimentais de Filgueiras (2005) da seguinte maneira:

$$Y_{corr} = X \cdot C$$

$$erros = Y_{Filgueiras,2005} - Y_{corr}$$

D. Parte do algoritmo usado para a simulação com linguagem de programação em Matlab®

Para o caso do Separador Trifásico:

```
%-----Cálculos preliminares para Separador Trifásico-----%

    tetal=acos(1-2*hl/D);
    tetat=acos(1-2*ht/D);
    tetaw=acos(1-2*hw/D);
    Vcl=Cclst*D^2/4*(tetal-sin(tetal)*cos(tetal));
    Vt=Cst*D^2/4*(tetat-sin(tetat)*cos(tetat));
    Vcs=Ccsst*D^2/4*(tetat-sin(tetat)*cos(tetat));
    Vwcs=Ccsst*D^2/4*(tetaw-sin(tetaw)*cos(tetaw));
    Xwflcl=Vwcl/(Vcl);
    Xwflcs=Vwlc/(Vcs-Vwcs);
    Xlfcw=Vlwcs/(Vwcs);
    dfw=dw*(1-Xlfcw)+dl*Xlfcw;
    dfl=dl*(1-Xwflcs)+dw*Xwflcs;
    Lv=K/60*(Lvertst-0.2*(ht-hvertst))*(ht-hvertst)^1.5;
    Ws=CVmaxwst*Swst/0.0693/60/dfw*((Ps-
    Pjusst)*denw+(gammaw*hw+gammal*(ht-hw))*10^-4)^0.5;
    Gs=Cvmaxgst*Sgst/(2.382*60/R)/Ps/MWg*T*((Ps-
    Pcomst)*deng*(Ps+Pcomst))^0.5;
    Lsst=CVmaxlst*Slst/0.0693/60/dfl*((Ps-
    Pjusst)*denl+gammal*hl*10^-4)^0.5;

%----- Algoritmo para Separador Trifásico%-----%

%Balanço global na câmara de separação
ydot1=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) 1/(2*Ccsst*(ht*(D-
ht))^0.5)*(We+Le-Lv-Ws); %dht(t)/dt caso 1,
%Balanço de massa da fase aquosa na câmara de separação
ydot2=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) 1/(2*Ccsst*(hw*(D-
hw))^0.5)*(We*(1-TOG*eflw)+Le*BSW*efwl-Ws); % dhw(t)/dt,, hw=y(2)
%Balanço de massa global na câmara de óleo
ydot3=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) 1/(2*Cclst*(hl*(D-
hl))^0.5)*(Lv-Lsst); % casol, dhl(t)/dt, hl=y(3)
%Balanço de massa da água na fase oleosa da câmara de separação
ydot4=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) Le*BSW*(1-efwl)-Lv*Xwflcs; %
dVwlc(t)/dt, Vwlc=y(4)
%Balanço de massa de óleo na fase aquosa da câmara de separação
ydot5=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) We*TOG*(1-eflw)-Ws*Xlfcw;
%dVlwcs(t)/dt, Vlwcs =y(5)
%Balanço de massa da água na câmara de óleo
ydot6=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) Lv*Xwflcs-Lsst*Xwflcl;
%dVwlc(t)/dt, Vwlc =y(6)
%Balanço de massa na fase gasosa
ydot7=@(t,ht,hw,hl,Vwlc,Vlwcs,Vwcl,Ps) (We+Le+Ge-Ws-Lsst-Gs)*Ps/(Vt-
Vcs-Vcl); %dPs(t)/dt, Vwlc =y(7)
```

E. Detalhes da simulação feita com o diagrama de blocos em Simulink® de Matlab®

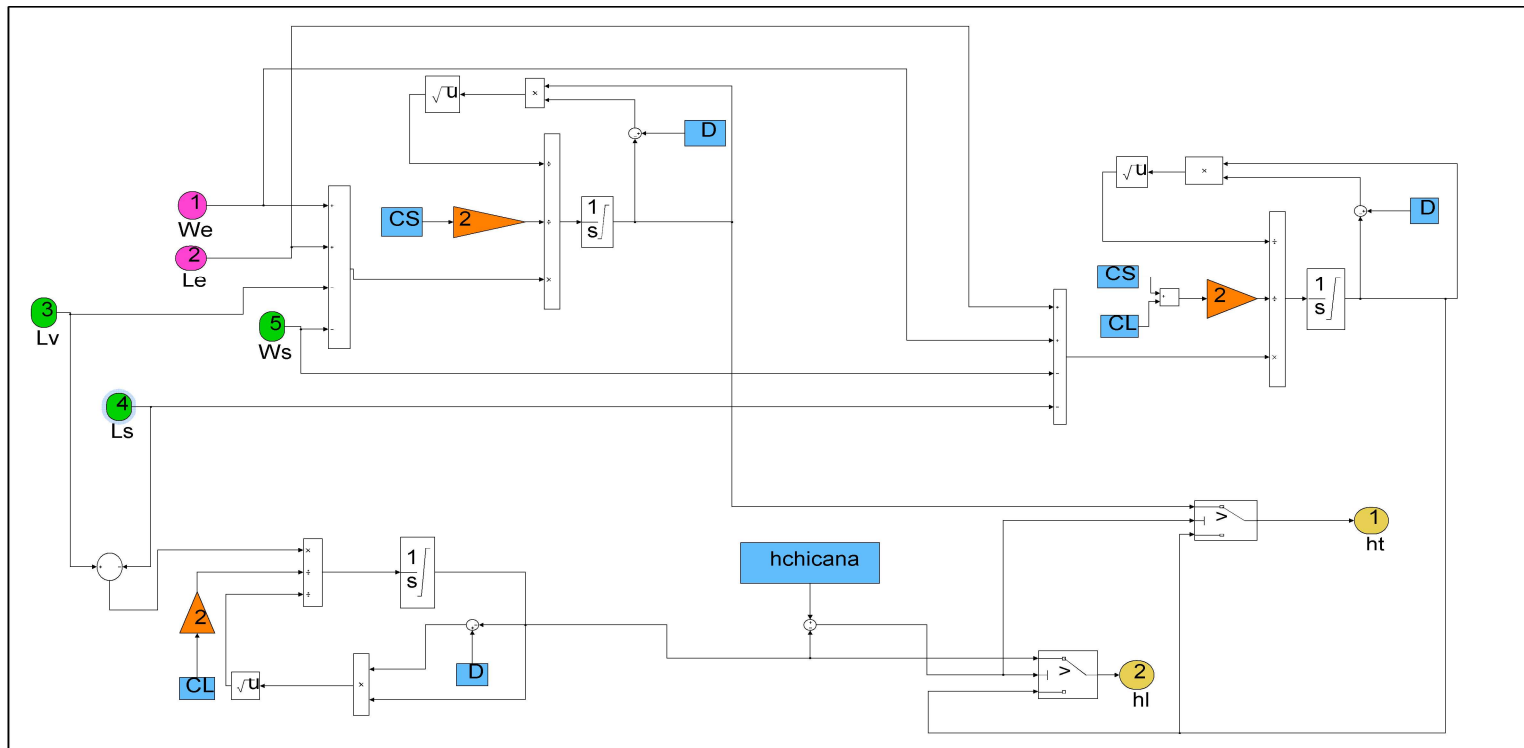


Figura E.1: Para resolver as equações diferenciais relativas ao nível total da câmara de separação "*ht*" e o nível da fase oleosa da câmara de petróleo "*hl*"

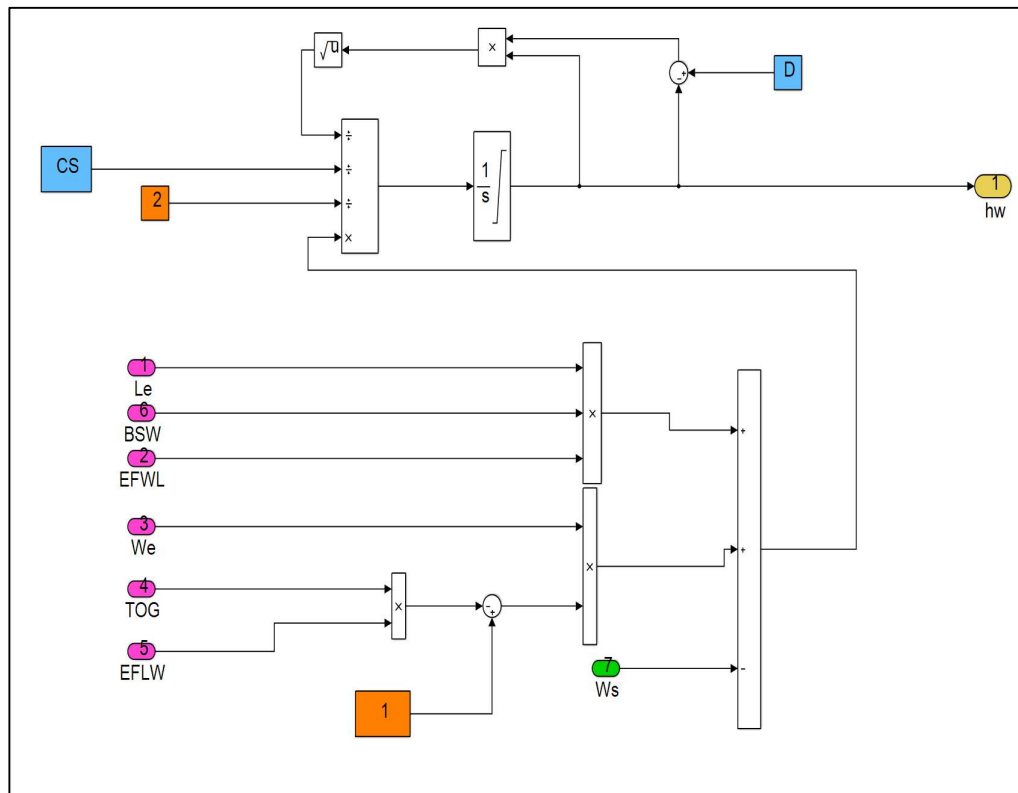


Figura E.2: Para resolver a equação diferencial relativa ao nível de água na câmara de separação "hw".

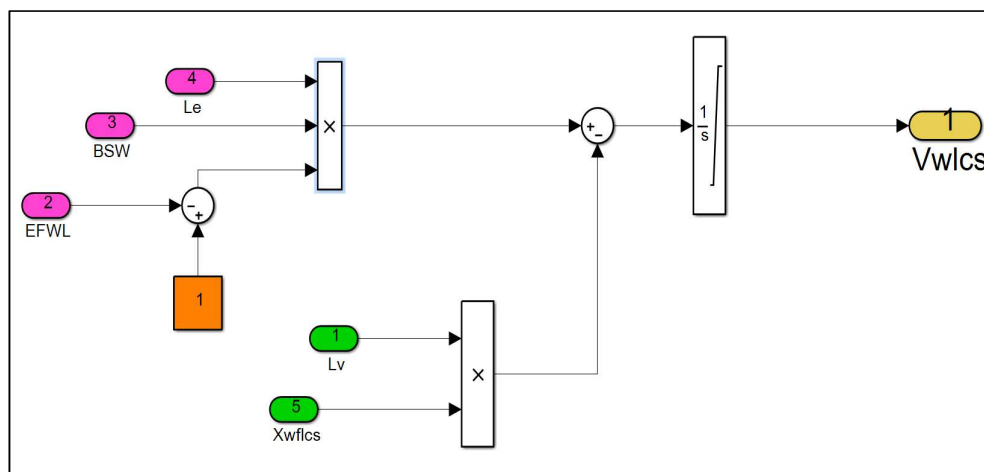


Figura E.3: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume de água na fase oleosa da câmara de separação "Vwlcs".

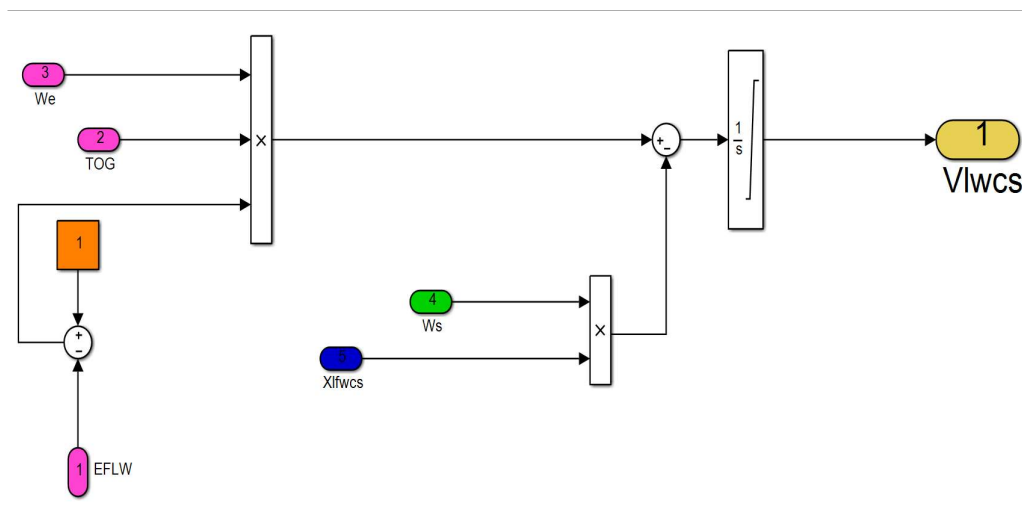


Figura E.4: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume de petróleo na fase aquosa da câmara de separação " V_{lwcs} ".

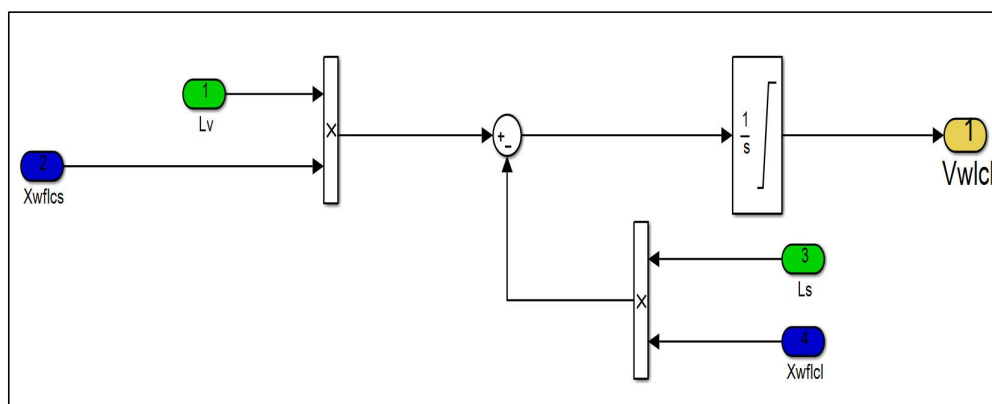


Figura E.5: Para resolver a equação diferencial relativa ao volume da fase aquosa na câmara de petróleo " V_{wlcl} ".

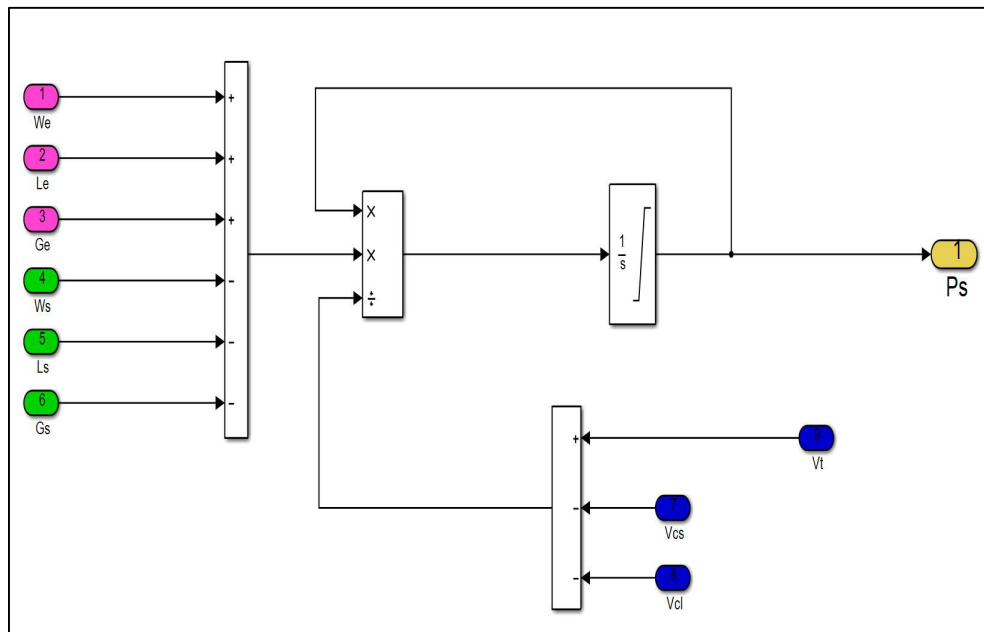


Figura E.6: Para resolver a equação diferencial relativa à pressão P_s .