



## **PROGRAMA EQ-ANP**

**Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do  
Petróleo e Gás Natural**



# **Influência do Movimento Relativo de Plataformas de Produção de Petróleo Sobre o Desempenho de Separadores Gravitacionais**

**Natália dos Santos Sant'Anna**

## **Projeto de Final de Curso**

**Orientadores**

**Prof. Ricardo de Andrade Medronho, PhD**

**João Victor Barbosa Alves, Eng.**

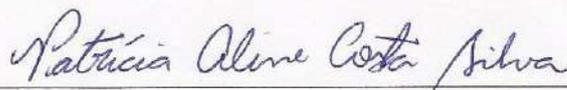
**Dezembro de 2011**

# INFLUÊNCIA DO MOVIMENTO RELATIVO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO SOBRE O DESEMPENHO DE SEPARADORES GRAVITACIONAIS

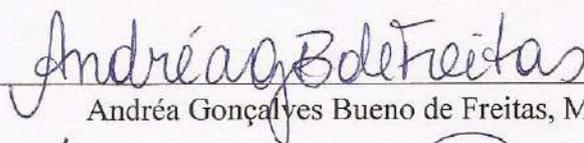
*Natália dos Santos Sant'Anna*

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente do Programa Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria de Petróleo e Gás Natural, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheira Química com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

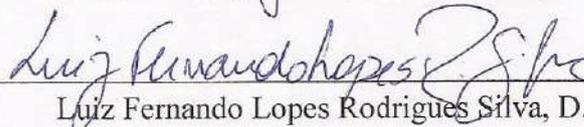
Aprovado por:



Patrícia Aline Costa e Silva, Eng.

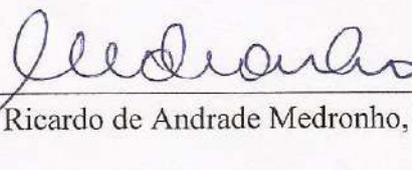


Andréa Gonçalves Bueno de Freitas, M.Sc

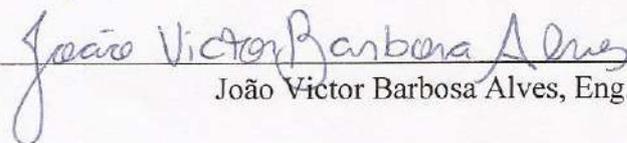


Luiz Fernando Lopes Rodrigues Silva, D.Sc

Orientado por:



Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D



João Victor Barbosa Alves, Eng.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Dezembro de 2011

Sant'Anna, Natália dos Santos.

Influência do Movimento Relativo de Plataformas de Produção de Petróleo Sobre o Desempenho de Separadores Gravitacionais / Natália dos Santos Sant'Anna. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2011.

xiii, 67 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2011.

Orientadores: Ricardo de Andrade Medronho, João Victor Barbosa Alves.

1. Separador Gravitacional. 2. CFD. 3. Arfagem. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ).
5. Ricardo de Andrade Medronho, PhD; João Victor Barbosa Alves, Eng.

*Verônica, Valda, Linho e Felippin: vocês fazem parte dessa conquista! Sem vocês, nada disso teria sido possível! A vocês, o meu muito obrigada, e que continuemos juntos na busca de muitas outras vitórias!*

*“O correr da vida embrulha tudo. A vida é assim: esquenta e esfria, aperta e daí afrouxa, sossega e depois desinquieta. O que ela quer da gente é coragem.”*

Guimarães Rosa

## AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar, e como não poderia ser diferente, a Deus, seguido da minha mãe Verônica, por toda dedicação como mãe, amiga, companheira e principal incentivadora. Sem seu apoio, incondicional amor, entusiasmo e seus lanchinhos, as horas intermináveis e desesperadas de estudo ao longo dos anos da faculdade não teriam sido tão proveitosas e saborosas.

Agradeço a minha avó Valdecir por todas as orações para que eu me saísse bem nas provas e pelas madrugadas acordadas enquanto eu me arrumava para a faculdade, além de todo o seu amor. Ao meu avô Paulo, por toda a torcida, orgulho e alegria ao contar para seus amigos sobre sua neta engenheira, mesmo quando eu ainda era caloura.

Ao meu namorado, Luiz Felipe, pelo amor incondicional, paciência nos incontáveis fins de semana ao meu lado enquanto eu estudava, pelo incentivo, apoio, por todos os momentos de descontração e por comemorar cada conquista minha como se fosse dele.

A todos os familiares e amigos que torceram, rezaram e sempre acreditaram que eu chegaria até aqui, apesar da longa distância Bangu-Fundão, após essa longa jornada, que é apenas a condição inicial para que eu alcance muitos outros sonhos e objetivos.

Agradecimento especial às minhas amigas da faculdade Andréa Parente e Larissa Noel, pelas conversas, risadas, apoio, pelos almoços, principalmente nos solitários dias de Fundão nos meus dois últimos períodos. Sem esquecer os meus outros amigos queridos da EQ, tão importantes quanto: Aboul, Alemão, Amanda (Tchutchuca), Amandinha, Bia, Bolinha, Carol Higino, Debbye Bispo, Debora Andrade, Diego Jaspion, Guti, Huguinho, Khalil, Martinha, Mineiro (Mini) e Saulão.

Às minhas amigas desde a época de Colégio Pedro II, as engenheiras Patynha e Julianna, e a minha advogada Beatriz.

A minha “prima” (ou “irmã”?) Marina Margem pelas correções nas traduções e pelos momentos divertidos na Chemtech.

A todos os amigos do LabCFD: Alvio, Amanda, Andréa, Cristiano, Diego Gomez, Diogo, Eduardo, Elie, Rodrigo, Rafael, Sara e Thamires.

Agradeço também ao meu orientador e amigo João Victor, pelo conhecimento repassado, pelas conversas e conselhos, não só em relação ao Projeto Final. Ao meu orientador Ricardo Medronho, pelo exemplo de professor e profissional, pelos puxões de orelha e por todo aprendizado, desde a época de iniciação científica, essenciais para que eu me tornasse uma engenheira.

Ao professor Sergio Sphaier pela ajuda na obtenção dos dados necessários a este trabalho.

Finalmente, agradeço ao apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo – ANP – e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT, em particular ao PRH 13, da Escola de Química - Processamento, Gestão e Meio Ambiente na Indústria do Petróleo e Gás Natural.

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheira Química com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural – Engenharia de Petróleo.

## **INFLUÊNCIA DO MOVIMENTO RELATIVO DE PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO SOBRE O DESEMPENHO DE SEPARADORES GRAVITACIONAIS**

Natália dos Santos Sant'Anna

Dezembro, 2011

Orientadores: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, PhD  
João Victor Barbosa Alves, Eng.

Separadores gravitacionais horizontais desempenham um papel muito importante em plataformas de produção de óleo e gás. Esses equipamentos promovem, normalmente, a separação primária da mistura trifásica proveniente do poço. Além da separação do óleo, do gás e da água, esses vasos são capazes de entregar aos equipamentos a jusante uma vazão mais estável.

O desempenho de separadores gravitacionais pode ser comprometido pelos movimentos das plataformas de produção de petróleo devido às ondas do mar. Esses movimentos, que são difíceis de serem controlados e que prejudicam o funcionamento de outros equipamentos da planta, podem dificultar a separação da mistura água/óleo. Além disso, pode fazer com que as fases já separadas voltem a se misturar.

O presente trabalho analisou, através da Fluidodinâmica Computacional (CFD), a influência dos movimentos das plataformas de produção de petróleo devido às ondas do mar na separação da mistura água/óleo/gás para diferentes cenários de proporção entre as vazões mássicas de água e óleo.

Devido a complexidade e dimensões do separador gravitacional, uma malha de aproximadamente 520.000 nós e 2.500.000 elementos foi utilizada e nas simulações, realizadas no CFX 12.1, um movimento de arfagem (ou *pitch*) foi inserido no separador.

Para o movimento simulado, mostrou-se que a proporção limite de água em relação à quantidade total de líquido (água e óleo) que não prejudica a performance do separador está entre 50 e 60% de massa de água em relação à massa total de líquido. Além disso, verificou-se que os movimentos das ondas do mar dificultam também o controle dos níveis de líquido no interior do equipamento.

Abstract of a Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemical Engineer with emphasis on Petroleum and Natural Gas – Petroleum Engineering.

## **INFLUENCE OF THE MOVEMENT OF OIL PRODUCTION PLATFORMS ON THE PERFORMANCE OF GRAVITY SEPARATORS**

Natália dos Santos Sant'Anna

December, 2011

Supervisors: Prof. Ricardo de Andrade Medronho, PhD  
João Victor Barbosa Alves, Eng.

Horizontal gravity separators perform a very important role in offshore production of oil and gas. These facilities generally promote the primary separation of the mixture that comes from oil production wells. Besides separating oil, water and gas, these vessels are capable of delivering a more stable flow to the downstream equipment.

The movement of the offshore platforms due to the sea waves may impair the performance of gravity separators. These movements, which are difficult to control and that also affect the operation of other devices, may cause a decrease in the separation efficiency of the water/oil emulsion. Additionally, the separated phases can be mixed again.

The aim of the present work is to analyze the influence of the movement of the oil production platforms due to the sea waves in the separation of water/oil/gas, varying the relative amounts of water and oil, in terms of mass flow of these fluids, using the technique of Computational Fluid Dynamics (CFD).

Due to the complexity and size of a gravity separator, a mesh of approximately 520,000 nodes and 2,500,000 elements was used in the simulations, performed in CFX 12.1. A pitch movement was simulated, and the results indicate that the amount proportion of water, compared to the total liquid (water and oil) mass flow, that does not affect the performance of the separator is between 50% and 60%.

Moreover, it was showed that the waves motion also affect the control of liquid levels inside the separator.

## SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS .....	xi
ÍNDICE DE TABELAS .....	xiii
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 MOTIVAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO .....	2
2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DOS FLUIDOS .....	3
2.1 PROCESSAMENTO DO GÁS NATURAL.....	5
2.2 PROCESSAMENTO DO ÓLEO .....	6
2.3 PROCESSAMENTO DA ÁGUA OLEOSA.....	7
3 SEPARADORES GRAVITACIONAIS.....	11
3.1 APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO .....	11
3.2 O EQUIPAMENTO .....	12
3.2.1 SEÇÕES E DISPOSITIVOS INTERNOS .....	14
3.2.2 PROBLEMAS OPERACIONAIS EM SEPARADORES .....	17
3.2.3 OS MOVIMENTOS DAS PLATAFORMAS E O DESEMPENHO DE SEPARADORES GRAVITACIONAIS.....	18
4 FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL .....	22
4.1 INTRODUÇÃO.....	22
4.2 ETAPAS DE UMA SIMULAÇÃO NUMÉRICA .....	23
4.3 MALHA.....	25
4.4 MÉTODOS NUMÉRICOS DE DISCRETIZAÇÃO .....	28
4.4.1 MÉTODOS POR ELEMENTOS FINITOS .....	29
4.4.2 MÉTODOS POR DIFERENÇAS FINITAS .....	29
4.4.3 MÉTODOS DOS VOLUMES FINITOS .....	29
4.5 MODELAGEM MATEMÁTICA .....	30
4.5.1 EQUAÇÕES DE CONSERVAÇÃO.....	30
4.5.2 MODELAGEM DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS .....	33
4.6 MODELOS DE TURBULÊNCIA .....	34
4.6.1 MODELO K-EPSILON .....	35
5 METODOLOGIA.....	37
5.1 COMPUTADOR E PACOTE COMPUTACIONAL UTILIZADOS.....	37
5.2 GEOMETRIA.....	37
5.3 MALHA.....	40
5.3.1 TESTE DE MALHA .....	41
5.4 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS .....	44
5.4.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO .....	44
5.4.2 MODELAGEM DO MOVIMENTO RELATIVO DA PLATAFORMA.....	45
5.4.3 CONDIÇÕES INICIAIS E CONDIÇÕES DE CONTORNO .....	48
6 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	52
6.1 TESTE DE MALHA .....	52
6.2 RESULTADOS GERAIS.....	54
6.2.1 ALTERAÇÃO DO PASSO DE TEMPO.....	54
6.2.2 DISTRIBUIÇÃO DOS FLUIDOS NO DOMÍNIO.....	55
6.2.3 VERIFICAÇÃO DO MOVIMENTO INSERIDO NO DOMÍNIO .....	56
6.2.4 INFLUÊNCIA DO MOVIMENTO RELATIVO DAS PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO .....	58

6.2.5	INFLUÊNCIA DOS QUEBRA-ONDAS.....	62
7	CONCLUSÕES.....	63
8	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	64
9	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	65

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Fluxograma simplificado do processamento primário de fluidos (THOMAS, 2004).	4
Figura 2. Bloqueio da linha por hidrato em unidade de produção (VAZ, 2009).	6
Figura 3. Separador Gravitacional (Oil and Gas Production Handbook, 2009).	11
Figura 4. Distância percorrida pela gotícula de água até a completa separação do óleo (AMBROSIO, 2007).	13
Figura 5. Seções distintas de um separador de produção (FREITAS e SANTANA, <i>et al.</i> , 2007).	15
Figura 6. Turbulência causada na superfície do líquido no interior em separadores gravitacionais devido aos movimentos da plataformas, com e sem a presença de quebra-ondas (AMBROSIO, 2007).	17
Figura 7. Navios com capacidade de processamento e armazenamento – FPSO (PETROBRAS, 2011).	18
Figura 8. Tipos de movimento de um FPSO devido à incidência das ondas do mar (AMBROSIO, 2007).	19
Figura 9. Movimento do fluido em um vaso separador na ausência (A) e presença (B) de defletores perfurados (FRANKIEWICZ e LEE, 2002).	21
Figura 10. Ângulos estáticos de banda (A) e <i>trim</i> (B).	21
Figura 11. Etapas para a solução numérica de um problema em CFD (FORTUNA, 2000).	24
Figura 12. Malha estruturada uniforme (MEDRONHO, 2011).	26
Figura 13. Malha estruturada não-uniforme (MEDRONHO, 2011).	26
Figura 14. Malha não-estruturada.	27
Figura 15. Malha híbrida.	27
Figura 16. Tipos de elementos para uma malha em CFD (ANZAI, 2010).	27
Figura 17. A tarefa do método numérico (MALISKA, 2004).	28
Figura 18. Aplicação do balanço de conservação em um volume de controle (MALISKA, 2004).	30
Figura 19. Balanço de massa para um volume de controle $DV$ .	31
Figura 20. Geometria simplificada do separador de produção, com os quebra-ondas, entradas e saídas de fluidos.	38
Figura 21. Vista frontal do separador, com parte de seu diâmetro ocupada pelo quebra-ondas.	39
Figura 22. Malhas de elementos tetraédricos.	40
Figura 23. Camadas de elementos prismáticos próximo à parede.	41
Figura 24. Malha I (A) e Malha II (B).	42
Figura 25. Malha III (A) e Malha IV (B).	42
Figura 26. Malha V.	42
Figura 27. Inclinação do separador no sentido do escoamento devido ao ângulo de <i>trim</i> .	46
Figura 28. Variação de velocidade e ângulo característicos do movimento de arfagem simulado.	47
Figura 29. Separador posicionado no sentido contrário ao escoamento (A) e a favor (B). Ângulos propositalmente exagerados para facilitar a visualização.	48
Figura 30. Diâmetros verticais em que se mediu a densidade dos fluidos.	52
Figura 31. Curvas de densidade ao longo da altura do separador, antes do vertedor para as diferentes malhas.	53
Figura 32. Curvas de densidade ao longo da altura do separador, após o vertedor para as diferentes malhas.	53

Figura 33. Distribuição de densidade dos fluidos ao longo de um plano vertical no separador para as malhas III (à esquerda) e IV (à direita). .....	54
Figura 34. Comparação entre o passo de tempo utilizado no teste de malha ( $8,5 \times 10^{-3} s$ ) e um passo de tempo maior ( $3,4 \times 10^{-2} s$ ). .....	55
Figura 35. Frações volumétricas dos fluidos antes do vertedor. ....	56
Figura 36. Frações Volumétricas dos fluidos depois do vertedor. ....	56
Figura 37. Ponto bem próximo à parede do vaso em que foi medida a velocidade angular. ...	57
Figura 38. Comparação entre os valores de velocidade angular dados pela equação (18) e pela simulação. ....	57
Figura 39. Distribuição da densidade na região antes do vertedor para diferentes tempos de simulação do cenário B sem movimento. ....	58
Figura 40. Distribuição da densidade na região antes do vertedor para diferentes tempos de simulação do cenário B com movimento. ....	59
Figura 41. Altura da interface água/óleo ao longo do comprimento do separador, para diferentes tempos de simulação. ....	59
Figura 42. Vetores velocidade para água (camada inferior de fluido, em verde) e óleo (camada superior de fluido, em azul) no separador sob ação do movimento de arfagem, para o tempo de 2s. ....	60
Figura 43. Plano com distribuição de densidade no tempo de 11s para os cenários C e D. ....	60
Figura 44. Plano com distribuição de densidade no tempo de 11s para os cenários A e B. ....	61
Figura 45. Distribuição de densidade dos fluidos no interior do separador para o tempo de 14s (um período completo): nível de óleo na segunda câmara aumenta muito devido à arfagem. ....	61
Figura 46. Plano com distribuição de densidades para o cenário B no tempo de 11s para simulações com (A) e sem (B) quebra-ondas. ....	62

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Principais dimensões do separador em estudo.....	39
Tabela 2. Parâmetros para uma malha de elementos tetraédricos de boa qualidade (ANSYS, 2009).....	40
Tabela 3. Número de nós e elementos das malhas utilizadas no teste de malha. ....	43
Tabela 4. Parâmetros utilizados nas simulações do teste de malha. ....	43
Tabela 5. Parâmetros utilizados nas simulações.....	45
Tabela 6. Dados de produção e propriedades dos fluidos (AMBROSIO, 2007).....	48
Tabela 7. Os quatro cenários de diferentes proporções água/óleo simulados. ....	49
Tabela 8. Frações volumétricas de água e altura da interface água/óleo nos cenários simulados.....	50

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

A importância do petróleo é inegável para a sociedade, visto que este se configura, atualmente, como uma das principais fontes de energia na grande maioria dos países. Além disso, o petróleo apresenta muitas aplicações, que vão desde seu uso como matéria-prima para plásticos, solventes, corantes, até produtos farmacêuticos e cosméticos.

Grande parte da produção de petróleo e gás natural no Brasil é proveniente da exploração de poços *offshore*, isto é, em campos marítimos. Esse tipo de exploração exige a presença de plataformas para que seja feita não só a exploração desses produtos, mas também o pré-processamento do óleo e do gás (PINTO, 2009). Por este motivo, normalmente os campos de petróleo são equipados com plantas de processamento primário, visando promover a separação dos componentes desejados.

Durante o pré-processamento do óleo e do gás, esses produtos são submetidos a separações físicas, já que a mistura extraída do poço constitui-se de uma fração oleosa, uma fração aquosa e gás, que pode ou não estar associado à fase oleosa. Além disso, outras impurezas podem estar presentes, como os sais presentes na água, assim como pode haver a presença de eventual areia vinda do poço, que não tenha sido previamente separada por filtros a montante do separador. Visto que o interesse econômico da exploração e produção é somente a produção de hidrocarbonetos, essas separações são essenciais para que o petróleo e o gás atendam as especificações antes de serem enviados às refinarias ou pólos petroquímicos, onde irá ocorrer o processamento, de forma que possam ser comercializados.

Na exploração de petróleo *offshore*, a produção de um poço se modifica com o decorrer do tempo, com a quantidade de água extraída aumentando de acordo com o envelhecimento do poço. Esta água que é extraída junto com o óleo apresenta-se como um dos contaminantes mais indesejados no processo de produção de petróleo (THOMAS, 2004), já que contém elevadas concentrações de sais inorgânicos em sua composição, o que pode acarretar em problemas no sistema de bombeamento e corrosão nas instalações, assim como no transporte até as refinarias. Em contrapartida, para que haja a reinjeção no poço ou descarte adequado da fase aquosa no mar, após devido tratamento e de acordo com as normas de órgãos ambientais fiscalizadores, a concentração de óleo na água deve ser mínima.

O sistema de recebimento, separação e bombeamento possibilita a separação da mistura óleo/gás/água (e de alguma areia) através de equipamentos como separadores

gravitacionais trifásicos, pré-aquecedores, aquecedores, tratadores eletrostáticos, entre outros (AMBROSIO, 2007).

A separação primária da mistura óleo/gás/água e da areia ocorre tradicionalmente em separadores gravitacionais horizontais (SIMMONS, KOMONIBO, *et al.*, 2004). Estes equipamentos promovem a separação de grande parte da água misturada ao óleo, assim como o gás dissolvido, o que permite que a emulsão restante esteja no ponto ideal para a separação eletrostática (responsável por finalizar a separação água/óleo e onde não pode haver grandes quantidades de água, pois este equipamento pode entrar em curto caso isso ocorra).

Dentre os fatores que podem influenciar na separação das fases e na qualidade do óleo produzido encontra-se a turbulência causada pelo movimento relativo das plataformas no mar, que é um fator nocivo não só para o separador trifásico, mas também para outros equipamentos da planta de processo da plataforma. Sendo estes movimentos de difícil controle, os quebra-ondas, dispositivos internos presentes em separadores gravitacionais trifásicos, têm como finalidade diminuir a turbulência no interior do equipamento.

## **1.2 OBJETIVO**

O presente trabalho teve por objetivo analisar, com o auxílio de Fluidodinâmica Computacional (CFD), a influência dos movimentos relativos das plataformas de produção de petróleo na separação da mistura água/óleo para diferentes cenários de proporção entre as vazões mássicas desses fluidos. Além disso, analisou-se de que forma os quebra-ondas influenciam na separação da mistura.

## 2 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DOS FLUIDOS

Um campo de petróleo, como é sabido, produz simultaneamente, ao longo de sua vida produtiva, gás, óleo e água, juntamente com impurezas. A separação imediata dessa mistura, e preferencialmente de forma completa, é vital para a produção de gás e óleo não contaminados por outros componentes. Ao mesmo tempo, é importante que a água produzida seja tratada, obtendo-se água relativamente limpa, de forma que os riscos ao meio ambiente associados à produção de óleo e gás sejam minimizados (JAWORSKI e MENG, 2009).

O gás pode estar associado ao óleo de duas maneiras distintas: na forma livre e na forma “dissolvida” (AMBROSIO, 2007). Quando na forma livre, pode-se ter um escoamento bifásico, no caso de mistura de óleo e gás, ou trifásico, no caso de se ter óleo, gás e água. Quando se diz que o gás se apresenta na forma “dissolvida”, na verdade, não é gás dissolvido, e sim parte dos componentes mais leves do óleo que se despreendem em determinadas condições. Isto porque as condições de temperatura e pressão não são ainda suficientes para liberar uma quantidade significativa de gás. Neste caso, o fluxo é monofásico se as frações mais leves do óleo não se desprenderam. Entretanto, se água está presente, o escoamento é bifásico (água e óleo), com os componentes leves não desprendidos do óleo, ocorrendo também presença de gás dissolvido em água.

A água, por sua vez, pode vir associada ao óleo de três formas (AMBROSIO, 2007):

- Na forma livre, ou não-emulsionada, que se configura como a associação entre água e óleo de mais fácil separação. Ocorre quando a quantidade de água misturada ao óleo é grande, não havendo tempo ou turbulência suficientes para que uma emulsão seja formada. Esta forma de associação pode ainda ocorrer quando uma emulsão de água e óleo é mantida em repouso por tempo suficiente para que ocorra a separação das fases, mesmo que seja uma separação parcial;
- Na forma solúvel, que é rara e, portanto, é considerada desprezível devido à baixa solubilidade da água em óleo. Entretanto, esta é a forma de mais difícil separação, sendo possível apenas através de destilações;
- Na forma de emulsões água-óleo presentes nos reservatórios, tubulações e equipamentos. São formadas devido ao grande contato entre esses dois fluidos e da turbulência presente nas operações.

Para que a separação desta mistura trifásica (óleo/gás/água) ocorra é necessário que tanto os campos de produção marítimos quanto os terrestres sejam dotados de facilidades de

produção que, sob condições controladas, devem efetuar o processamento primário de fluidos (THOMAS, 2004).

Na exploração *onshore*, as unidades de processamento primário são normalmente conhecidas como estações de tratamento de óleo, enquanto que na exploração *offshore*, o processamento primário ocorre em unidades de produção.

Uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa, a depender de quais os tipos de fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica. As simples efetuam a separação óleo/gás/água; já as mais complexas, além da separação dos fluidos, incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte.

O processamento primário dos fluidos, mostrado no digrama simplificado na Figura 1, consiste em:

- Separação do óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- Tratamento e condicionamento dos hidrocarbonetos, permitindo a transferência até as refinarias através de dutos (oleodutos ou gasodutos) ou navios aliviadores (que transportam o óleo para a costa), para que possam ser submetidos ao processamento propriamente dito, ou seja, o refino;
- Tratamento da água para que seja reinjetada no poço ou descartada no mar.

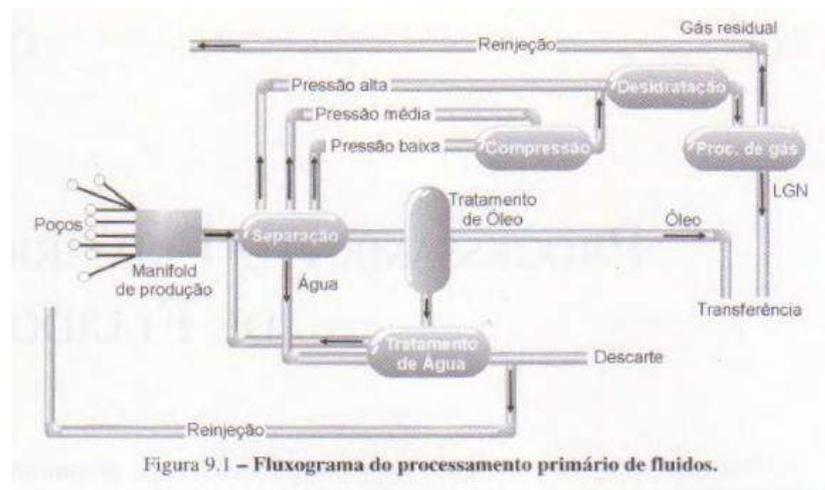


Figura 9.1 – Fluxograma do processamento primário de fluidos.

Figura 1. Fluxograma simplificado do processamento primário de fluidos (THOMAS, 2004).

Numa planta de processo convencional, os fluidos produzidos passam, inicialmente, por separadores que podem ser bifásicos, promovendo a separação gás/líquido, ou trifásicos, em que ocorre, também, a separação água/óleo. Para que haja maximização da produção e de

acordo com a pressão do sistema, pode ser necessária a separação em diversos estágios, o que permite o processamento da produção de poços que tenham diferentes pressões de fluxo.

## 2.1 PROCESSAMENTO DO GÁS NATURAL

Devido à grande diferença de densidade entre as fases líquida e gasosa, o processo de separação da fase gás é relativamente simples (considerando a liberação do gás de um óleo não muito viscoso). Uma redução na pressão e elevação de temperatura são suficientes para liberar boa parte do gás.

O processamento primário do gás consiste em sua compressão, remoção de contaminantes como CO<sub>2</sub> (para evitar problemas de corrosão e para a redução do custo de transporte, que pode aumentar caso este composto esteja presente), compostos de enxofre (como H<sub>2</sub>S e mercaptans, causadores de corrosão) e mercúrio. Adicionalmente, é realizada a desidratação do gás. A presença de água pode causar corrosão e reduzir a capacidade dos gasodutos, pois durante o escoamento, água submetida a altas pressões e baixas temperaturas pode levar a formação de hidratos (Figura 2), que pode fazer com que esses dutos no mar sejam obstruídos.

Após o tratamento, o gás tratado é enviado através desses gasodutos a uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN). Nas UPGN, o gás é adequadamente processado, sendo realizado sua desidratação e fracionamento. São gerados gás residual (metano e etano), que irão formar o gás natural combustível (o GNC propriamente dito), e propano e butano, que constituem o gás liquefeito de petróleo (GLP) e apresentam um maior valor comercial (VAZ, 2009).

O gás residual, com origem nas UPGNs, é consumido internamente nas áreas produtoras, podendo ser utilizado para a elevação natural de petróleo (*gas lift*), na recuperação secundária de reservatórios (através da injeção em poços) ou como gás combustível. Caso a produção de gás residual venha a ser maior que a quantidade consumida nas áreas de produção ou caso haja inviabilidade econômica no tratamento, a corrente de gás pode ser queimada. Todavia, os níveis de queima do gás residual devem se enquadrar nos entendimentos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em vigor desde o segundo semestre de 1998 (ANP, 2002).



**Figura 2. Bloqueio da linha por hidrato em unidade de produção (VAZ, 2009).**

## **2.2 PROCESSAMENTO DO ÓLEO**

Como dito anteriormente, a produção de um poço de petróleo se modifica continuamente com o passar do tempo. No início da vida produtiva de um poço, o produto extraído apresenta uma pequena quantidade de água misturada ao óleo. Porém, quanto mais antigo o poço, as quantidades de água misturadas são crescentes. Estima-se que após uma operação contínua de aproximadamente quatro anos, a água representa 50% do produto extraído do poço, podendo chegar a até 90% em poços mais antigos (SILVEIRA, 2006).

A separação da água do petróleo não é tão simples quanto a separação do gás. Embora água e óleo sejam imiscíveis, o percurso desses fluidos do reservatório até a superfície, o bombeamento, transporte e expansão dos fluidos produzidos fazem com que esses líquidos formem emulsões (THOMAS, 2004), que podem estar presentes em quase todas as fases de produção: nos reservatórios, poços produtores, nas facilidades de produção, nos dutos de transporte, no processamento primário e no armazenamento (KOKAL, 2002). A estabilidade dessas emulsões é função, principalmente, do regime de fluxo, da densidade do óleo, da quantidade de água, da quantidade de óleo e da presença de agentes que impeçam a coalescência das gotículas de água, tais como emulsificantes como asfaltenos, resinas, argilas, etc.

A separação da maior parte da água associada ao óleo, a água na forma livre, é feita por simples decantação, em separadores. Já o restante da água, isto é, a água emulsionada, requer a utilização de produtos químicos e processos físicos para que possa ser separada, de forma que a velocidade de coalescência aumente. As emulsões água-óleo apresentam elevada viscosidade, o que dificulta a separação da água e provoca o aparecimento de espuma,

fazendo-se necessário o uso de produtos químicos desemulsificantes e antiespumantes, além do uso de temperaturas elevadas para tratar o petróleo.

A separação da água emulsionada na corrente de óleo é realizada em, normalmente, duas etapas: a desidratação e a dessalgação. Na desidratação, é necessária a desestabilização da emulsão através da ação do calor, eletricidade e produtos químicos, que propicia a coalescência e posterior sedimentação gravitacional das gotículas de água. É feito um tratamento termoquímico, que consiste na quebra da emulsão através de aquecimento, utilizando-se temperaturas entre 45 e 60°C, em equipamentos como tanques de lavagens e tratadores. Utilizam-se também tratadores eletrostáticos, comumente encontrados em sistemas marítimos de produção, em que se faz necessário a adição de desemulsificantes na corrente a ser processada. A etapa de dessalgação do petróleo é o primeiro processo efetuado nas refinarias e compreende na lavagem do petróleo com água doce, removendo assim grande parte do sal residual presente (THOMAS, 2004).

Fatores técnicos e econômicos, tais como tipo de óleo, vazão de água e óleo, quantidade de água livre, salinidade e destino a ser dado à água, temperatura do processo, entre outros, definem os desemulsificantes e equipamentos a serem utilizados no tratamento (THOMAS, 2004).

Após o tratamento, o petróleo segue para as refinarias através de navios ou oleodutos, contendo ainda alguma água emulsionada que não tenha sido separada. A especificação do óleo que segue para as refinarias quanto ao teor de água e sedimentos, BSW, é de 0,5 a 1%. Este indicador BSW (*Basic Sediments and Water*) expressa a relação entre o volume de água produzida e sedimentos em relação à produção total, isto é, vazão de líquidos e sedimentos. Quanto à salinidade, o valor limite costuma variar entre 270 e 570 mg/L. Caso a salinidade inicial do petróleo seja muito alta, é necessário dessalgação na própria unidade de produção, utilizando-se água do mar para a lavagem, já que essa apresenta menor salinidade.

### **2.3 PROCESSAMENTO DA ÁGUA OLEOSA**

No início da vida produtiva de um poço, quando a quantidade de água produzida ainda é pequena, esta é medida em termos de BSW. Quando a fração de água atinge 90%, o indicador BSW perde precisão, passando a utilizar a chamada RAO (razão água-óleo). Esta se refere à quantidade de água produzida em relação à produção de óleo. O limite máximo desta

razão que justifica a exploração depende de critérios econômicos, podendo chegar a grandes valores (por exemplo, 80%) quando o preço do petróleo está muito alto.

Uma série de fatores influencia a quantidade de água produzida na extração de petróleo. Dentre esses fatores, destacam-se a idade do poço produtor, as características do reservatório onde os fluidos são produzidos e quais os métodos de recuperação utilizados (injeção de vapor, injeção de água, etc.). A finalidade do tratamento desta água é, além de colocá-la em condições de reinjeção ou descarte, a recuperação de parte do óleo que se encontra presente, livre ou em emulsão.

As águas provenientes de formações produtoras de hidrocarbonetos apresentam sais, microorganismos, gases dissolvidos, além de materiais em suspensão e, por este motivo, podem causar problemas não só no processo de produção de petróleo, mas também no transporte e refino. Além disso, a separação do óleo e da água é crítica não só para a indústria de petróleo, mas também para o tratamento das águas de rejeito (TENCO HYDRO, INC. 2011).

A composição e concentração dos sais encontrados nessas águas estão relacionadas e variam de acordo com os campos de produção. Entre os sais encontrados, os mais frequentes são os sais de sódio, cálcio, magnésio, principalmente na forma de cloretos, e os sulfatos, em menor proporção. Os teores de sais dissolvidos podem variar de valores baixos a altos de concentração, indo de 30 g/L a 150 g/L (COUTINHO, 2005). Essas águas geralmente possuem maiores concentrações de cálcio em relação a magnésio, teor de bicarbonato superior a 150 mg/L e têm pH menor que 7 (THOMAS, 2004).

Os microorganismos que podem estar presentes (bactérias, algas e fungos) podem gerar substâncias corrosivas em seu metabolismo, como ácido sulfídrico e sulfúrico.

Outros constituintes das águas produzidas são os materiais em suspensão, que podem ser oriundos das rochas (argila, sílica, etc.), de processos corrosivos que geram óxidos, hidróxidos e sulfetos de ferro (como por exemplo, os processos corrosivos em equipamentos, tubulações e colunas de poços) e também de incrustações (sulfato de bário, sulfato de cálcio, sulfato de estrôncio e carbonato de cálcio).

Os grandes problemas e inconvenientes das águas produzidas associadas ao petróleo nas etapas de produção e transporte são:

- Necessidade de superdimensionar dutos, tubulações e equipamentos;
- Maior consumo de energia e produtos químicos;
- Corrosão e incrustações nas instalações e equipamentos;

- Diminuição do tempo de campanha dos equipamentos
- Risco operacional em virtude dos problemas acima, que podem causar acidentes humanos e/ou ambientais.

No refino, a baixa eficiência do tratamento da água pode levar a consequências como (COUTINHO, 2005):

- Presença de sais, sedimentos e sólidos nas correntes do processo, levando a diminuição da vida útil e rendimento dos catalisadores, obtendo-se produtos finais de qualidade inferior;
- Presença de excesso de água na corrente de petróleo cru, o que pode gerar aumento do consumo de combustível para aquecimento e vaporização da carga;
- Corrosão, especialmente nos equipamentos de destilação, como nos condensadores e vaso de topo de torre, válvulas de controle e o próprio costado da torre;
- Entupimento de colunas de recheio devido ao depósito de sais.

Para que água produzida na extração possa ser lançada ao mar, a mesma deve passar por tratamento para se adequar aos padrões definidos pelo órgão regulador brasileiro. O Conselho Nacional do Meio Ambiente, CONAMA, determina, dentre outros critérios, que "o descarte de água produzida deverá obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L" (CONAMA 393, 2007). A não satisfação da exigência das normas ambientais pode levar à interrupção da produção de uma plataforma de petróleo.

O tratamento da água consiste, tipicamente, no envio da água proveniente de separadores e tratadores de óleo para desgaseificadores, que removem os traços de gás que possam ainda estar presente no líquido, encaminhando o gás separado para um dispositivo de queima. Deste vaso, a água segue para um separador água/óleo e após, no caso de plataformas marítimas, segue para um tubo de despejo. O óleo recuperado em todas as etapas é recolhido em um tanque recuperador de óleo.

Nessa etapa de tratamento da água, os equipamentos comumente utilizados pela indústria de petróleo para a separação da água e do óleo são os flutuadores e hidrociclones. O primeiro recupera o óleo através da ação gravitacional, enquanto o segundo utiliza campo centrífugo para promover a separação.

Caso o destino da água seja a reinjeção para manter a pressão do reservatório (recuperação secundária), deve-se também tomar cuidado em relação a constituintes que possam causar tamponamento do reservatório, como sólidos em suspensão, produtos de

inscrustação e processos corrosivos, fazendo com que seja necessário empregar produtos químicos (inibidores de corrosão e de incrustação) e processos físicos (como a filtração, por exemplo). O uso da água para reinjeção é ótimo do ponto de vista ambiental, mas requer um maior custo de investimento para a instalação de um sistema de injeção de água do mar, de forma a garantir uma vazão de injeção constante ao longo dos anos (VAZ, 2009).

### 3 SEPARADORES GRAVITACIONAIS

#### 3.1 APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO

O petróleo e o gás apresentam um interesse econômico relevante para a indústria, e devido a essa importância, é fundamental que estes passem por equipamentos que façam a adequada separação das fases misturadas. Como citado anteriormente, a etapa de separação primária é fundamental para as etapas e equipamentos a jusante, que são completamente dependentes do desempenho eficiente de separadores multifásicos. Os separadores multifásicos são geralmente os primeiros e maiores equipamentos de processo em uma plataforma de produção de petróleo (LALEH, SVRCEK e MONNERY, 2010), sendo responsáveis pela qualidade do óleo enviado às refinarias e da água residual.

Os separadores gravitacionais foram desenvolvidos há mais de 70 anos atrás, pelo *American Petroleum Institute* (API) e pela *Rex Chain Belt Co.* (atualmente, *USFilter Envirex Products*). Esses separadores foram então referenciados como separadores API. O primeiro separador API foi instalado em 1933, na refinaria *Atlantic Refining's Philadelphia* (SCHULTZ, 2005). Esses equipamentos de grandes dimensões e longo tempo de residência, quando destinados a realizar a separação trifásica (sendo, portanto, um separador gravitacional trifásico) visam efetuar a separação da fase aquosa, gasosa e oleosa, mantendo dentro dos limites toleráveis a quantidade de líquido arrastado no gás, a quantidade de água arrastada no óleo e a quantidade de óleo arrastada na água (SILVEIRA, 2006).



**Figura 3. Separador Gravitacional (Oil and Gas Production Handbook, 2009).**

Esses equipamentos são capazes de absorver as flutuações na carga (FILGUEIRAS, 2005), devido às golfadas, características do escoamento multifásico que vem do reservatório.

Ou seja, eles recebem uma vazão flutuante e fornecem aos equipamentos a jusante uma vazão mais estável.

Na indústria de petróleo, esses vasos têm sido foco de muitas pesquisas. Esses estudos objetivam a melhoria da eficiência desses equipamentos, através da modificação de seus dispositivos internos, análise do tempo de residência ideal dos fluidos no equipamento, entre outras áreas. De uma forma geral, as tendências no design de plataformas *offshore* de petróleo e nos equipamentos de separação objetivam a redução dos custos, através da redução de tamanho e peso dos equipamentos, o que motiva o desenvolvimento de métodos que visam o aumento da eficiência de separação (SIMMONS, KOMONIBO *et al.*, 2004).

### 3.2 O EQUIPAMENTO

Os separadores gravitacionais são grandes vasos cilíndricos pressurizados que, dependendo da quantidade relativa das fases presentes no fluido, podem se apresentar na forma vertical ou horizontal, atuar em série ou em paralelo, e como já mencionado, podem ser bifásicos ou trifásicos.

Os separadores horizontais possuem maior aplicabilidade, já que normalmente são mais eficientes. Isto ocorre porque oferecem maior número de estágios, maior tempo de retenção e apresentam uma maior área superficial de interface, o que proporciona uma melhor separação entre as fases líquido/gás (e também líquido/líquido, no caso de um separador trifásico) (SILVA, 2004). Entretanto, os separadores verticais apresentam as vantagens de ocuparem um espaço menor na plataforma em relação aos horizontais, maior capacidade de absorver grandes variações de fluxo (*slugs* ou golfadas) e melhor manuseio dos sólidos produzidos, já que sua geometria permite a deposição localizada no fundo do vaso, facilitando a remoção desses sólidos (THOMAS, 2004).

Os separadores gravitacionais podem ainda ser classificados em relação ao propósito da separação. Quando o objetivo é separar o máximo de água livre possível, na temperatura e pressão de chegada do poço, o separador é dito um **separador de água livre**; caso o objetivo seja estabilizar o óleo, isto é, separar o máximo de componentes leves do petróleo que evaporam em condições de pressão atmosférica (considerado como “gás dissolvido” na Engenharia de Petróleo), o separador é denominado de **separador atmosférico**, sendo, deste modo, um separador bifásico; já se objetivo final for a separação da água até o limite ideal

para a separação eletrostática, o separador é denominado um **separador de produção** (AMBROSIO, 2007).

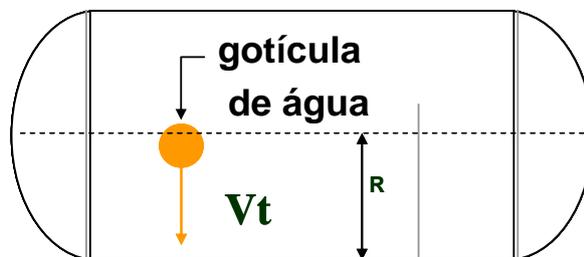
A separação do óleo cru e das gotículas de água nesses grandes vasos pressurizados é promovida pelas barreiras físicas presentes em seu interior e, principalmente, pela ação gravitacional (STORMWATER, 2006) e pelo princípio de que fluidos imiscíveis, com diferentes densidades, sob ação de um campo gravitacional, se separam quando em repouso, com os fluidos mais leves no topo e os fluidos mais pesados no fundo (PINTO, 2009), através de um determinado tempo de residência no interior do equipamento.

A separação pela ação da gravidade segue a Lei de Stokes, em que a velocidade terminal das gotículas de água no óleo pode ser estimada, como mostrado na equação (1):

$$V_t = \frac{g D_{\text{água}}^2 (\rho_{\text{água}} - \rho_{\text{óleo}})}{18\mu_{\text{óleo}}} \quad (1)$$

Nesta equação,  $V_t$  é a velocidade terminal das gotículas de água,  $g$  é a aceleração da gravidade,  $D_{\text{água}}$  o diâmetro das gotículas de água,  $\rho_{\text{água}}$  a densidade das partículas de água,  $\rho_{\text{óleo}}$  densidade do óleo que emulsifica as partículas de água e  $\mu_{\text{óleo}}$  é a viscosidade do mesmo.

Ou seja, a velocidade terminal da partícula, para escoamento do tipo laminar, é associada ao campo gravitacional e às propriedades físicas da partícula e do meio em que ela se encontra inserida. A partir da velocidade terminal, o tempo de residência das gotículas de água é relacionado à distância percorrida por elas, até que se separem do óleo, que para fins de simplificações, pode se aproximada pela distância entre o centro e o fundo do separador, isto é, seu raio, como mostrado na Figura 4.



**Figura 4. Distância percorrida pela gotícula de água até a completa separação do óleo (AMBROSIO, 2007)**

Além da ação da gravidade e da diferença de densidade entre os fluidos existentes na mistura, os vasos separadores se baseiam também em outros mecanismos de separação:

- Separação inercial: quando os fluidos entram no separador e se chocam com os dispositivos em seu interior, há uma rápida redução de velocidade e mudança brusca na direção de fluxo, provocando desprendimento e subida do gás e queda do líquido.
- Força centrífuga: aproveitando-se da diferença de densidade entre o líquido e o gás, o efeito centrífugo age de forma diferente sobre as fases. A corrente de fluido, ao entrar no equipamento, tende a realizar um movimento circular pelo seu interior, e com isso, a fase de maior densidade é projetada com maior intensidade contra as paredes, tendendo a descer.
- Aglutinação das partículas: as gotículas de fluido dispersas, quando em contato com uma superfície, coalescem e se aglutinam com maior facilidade, levando à decantação.

### 3.2.1 SEÇÕES E DISPOSITIVOS INTERNOS

Neste trabalho, foi simulado um separador de produção de uma plataforma de produção de petróleo do tipo FPSO, com base no trabalho de AMBROSIO (2007).

Estes equipamentos possuem uma vazão de entrada (para a mistura) e três de saída (de água, de gás e de óleo). Segundo a designação da API, um separador de produção típico constitui-se de quatro seções distintas (Figura 5):

- Seção de separação primária: localizada na entrada do vaso e onde ocorre a maior separação do líquido, sendo rapidamente removidas as golfadas e as gotículas de maior diâmetro. Nesta seção, ocorre o choque do fluido com dispositivos defletores ou passagem por difusores, impondo um movimento giratório ao líquido, fazendo com que este seja precipitado no fundo do vaso. A turbulência é então diminuída, evitando assim, que o líquido retorne para a fase gasosa.
- Seção de acúmulo (coleta) de líquido: localizada na região inferior do vaso, imediatamente abaixo daquela ocupada pela fase gasosa. Nesta seção, o líquido deve ficar retido por um tempo de retenção suficiente para possibilitar a separação do gás remanescente na fase líquida. Além disso, esta seção deve permitir que o

óleo e a emulsão formem uma camada, levando a separação de grande parte da água em separadores trifásicos.

- Seção de separação secundária: esta seção está localizada no topo do separador, região ocupada pelo gás. Nela ocorre a separação das gotículas menores de líquido que foram arrastadas pelo gás após a separação primária. O mecanismo de separação é o mesmo que ocorre na seção de coleta, sendo a turbulência um fator que influência bastante nesta separação.
- Seção de aglutinação: localizada na parte superior do separador, próximo à saída de gás. As gotículas de óleo carregadas pelo gás e que não foram separadas nas seções anteriores passam por meios porosos, onde são aglutinadas e recuperadas. Caso as gotículas sejam muito pequenas, podem ser utilizados extratores de névoas.

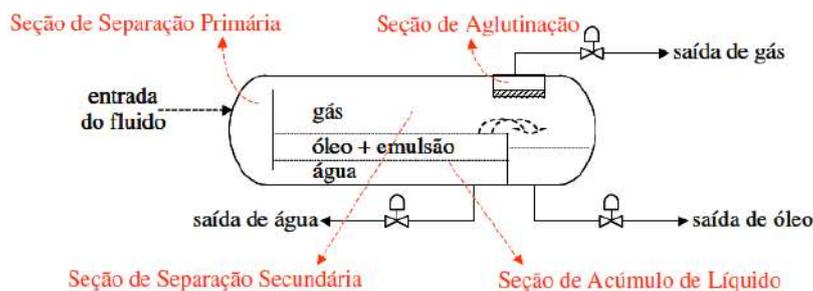


Figura 5. Seções distintas de um separador de produção (FREITAS e SANTANA, *et al.*, 2007).

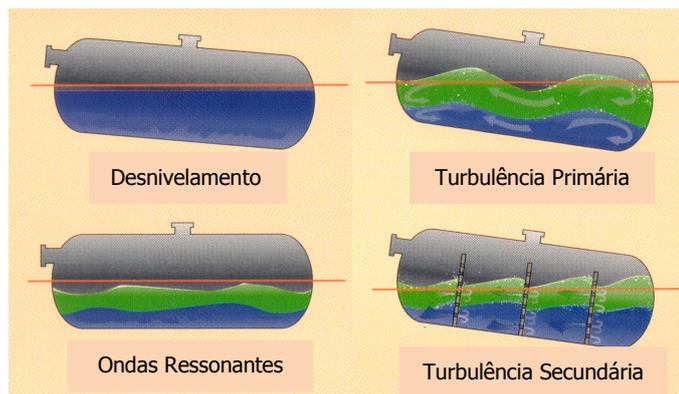
No interior de separadores gravitacionais, os dispositivos internos presentes funcionam como barreiras que facilitam a separação da mistura água/óleo/gás.

A seção de acúmulo de líquido, no caso de separadores trifásicos, divide-se nas câmaras de separação água/óleo/gás (ou simplesmente, câmara de separação, onde há o aparecimento de duas camadas distintas: óleo e água) e câmara de óleo, separadas por um vertedor (ou chicana de separação) (NUNES, 2001). O vertedor é o único dispositivo obrigatório em um separador trifásico, sendo responsável pela contenção da água, enquanto o óleo é vertido por sobre a chicana, sendo recolhido na câmara de óleo. Caso o vertedor não existisse, o separador seria apenas um separador bifásico, separando o líquido do gás, não proporcionando a separação efetiva do líquido em duas correntes distintas (corrente de água e corrente de óleo). Enquanto a água se deposita no fundo do separador, o transbordamento do óleo por sobre o vertedor mantém o nível do óleo. O controle de nível dos fluidos e a detecção

acurada da posição das interfaces nesses vasos são críticos do ponto de vista operacional, sendo bastante importante na melhoria do desempenho e na qualidade dos produtos separados (JAWORSKI e MENG, 2009). Por esse motivo, externamente ao vaso separador há um indicador de nível que, de acordo da altura da interface água/óleo, envia um sinal para a válvula controladora de nível de água, fazendo com que uma quantidade correta de água deixe a câmara antes do vertedor, mantendo a interface água/óleo na altura projetada. A altura da interface gás/óleo na câmara de separação pode variar entre 50 e 70% do diâmetro do vaso, porém a configuração mais comum está na altura de líquido a 50%. Por sua vez, o nível do óleo após o vertedor (ou seja, na câmara de óleo) também é controlado por um controlador de nível. Para o controle da pressão no interior do vaso, é utilizado um controlador que age sobre a válvula de gás (SILVA, 2004).

Além do vertedor, há outros dispositivos que podem ou não estar presentes nos separadores, dentre eles:

- Dispositivos ciclônicos situados na entrada do separador, cuja finalidade é separar grande parte do líquido do gás livre através da aceleração centrífuga do fluido no interior desses equipamentos e interceptação das gotículas nas paredes;
- Placa perfurada (ou placa defletora) que funciona como uma barreira ao escoamento do fluido, diminuindo sua velocidade logo após a saída da bateria de ciclones, e conseqüentemente reduz a turbulência (que faz com que o contato entre água e óleo aumente, prejudicando a separação da emulsão). Além disso, a placa defletora distribui o fluxo no equipamento, evitando a formação de caminhos preferenciais;
- Eliminadores de névoas (*demisters*), que fazem com que qualquer névoa, gotícula ou espuma que tenha sido carregada pelo gás seja separada através dos trajetos tortuosos proporcionados por essas placas. A separação das gotículas de líquido ou espuma do gás é essencial, já que os equipamentos que processam o gás, principalmente os compressores, são sensíveis a presença de líquido;
- Quebra-ondas, que são pedaços de discos de recheio estruturado que ficam dispostos na parte superior do separador, distribuídos a distâncias uniformes e parcialmente mergulhados no líquido. Esses dispositivos possuem a finalidade de diminuir a turbulência, gerada pelo fluxo multifásico vindo dos equipamentos a montante e pelo movimento das plataformas no mar, contribuindo na separação da emulsão, como pode ser visto na Figura 6.



**Figura 6. Turbulência causada na superfície do líquido no interior em separadores gravitacionais devido aos movimentos da plataformas, com e sem a presença de quebra-ondas (AMBROSIO, 2007).**

### 3.2.2 PROBLEMAS OPERACIONAIS EM SEPARADORES

A separação da mistura trifásica em separadores gravitacionais pode apresentar vários problemas, como formação de espuma, emulsão, presença de areia, entre outros. A ocorrência desses problemas depende das condições operacionais dos separadores e das correntes de entrada.

A formação de espuma é ocasionada, em sua maior parte, pela presença de impurezas no líquido e quando sua formação é previsível, o separador deve possuir dispositivo interno para removê-la, de forma que sejam assegurados tempo e superfície suficientes para quebrá-la. A presença de espuma gera dificuldade no controle de nível de líquido no separador, pode ser arrastada pelo corrente de gás ou de óleo, além de ocupar um volume que poderia estar sendo utilizado para coleta de líquido ou para decantação.

Um problema típico da operação em separadores é o arraste de um fluido por outro devido às condições de operação. Quando o nível de líquido antes do vertedor está muito alto, o óleo é arrastado pela corrente de gás. Isso pode ocorrer quando algum componente interno do separador está danificado, porque o vaso está operando com produção superior à do projeto ou devido a projeto impróprio. Já quando o nível de líquido está muito baixo, pode ocasionar no arraste de gás pela corrente de líquido. Quando os níveis de óleo e água diferem muito dos valores ótimos de operação, os equipamentos a jusante, que dão continuidade ao tratamento do óleo, da água e do gás, passam a ser mais requeridos, a fim de que a produção seja mantida dentro dos parâmetros de especificação.

A presença de muitos hidrocarbonetos de cadeias lineares longas no óleo é favorável à formação de parafinas durante a operação de separação. A deposição de parafinas pode obstruir, principalmente, as placas defletoras e os extratores de névoa. Esse problema pode ser

eliminado utilizando-se aquecimento e orifícios para a entrada de vapor ou solvente de limpeza dos elementos internos do separador.

Pode ainda haver a presença de areia, que chega ao separador junto com a mistura. Para evitá-la, é preciso que sua produção e arraste nos reservatórios de petróleo sejam evitados. Essa areia pode causar a obstrução dos componentes internos, erosão de válvulas e se acumula no fundo do separador. Para que seja removida, são utilizados jatos de areia e dreno.

Por fim, a emulsão que se forma na interface água/óleo pode trazer grandes problemas na operação do equipamento. O acúmulo de emulsão diminui o tempo de retenção efetivo, reduzindo a eficiência do processo, além de dificultar o controle de nível. Para resolver esse problema, pode ser feita a adição de calor e desemulsificantes, porém, é melhor que essas medidas sejam tomadas durante a etapa de tratamento do óleo.

### **3.2.3 OS MOVIMENTOS DAS PLATAFORMAS E O DESEMPENHO DE SEPARADORES GRAVITACIONAIS**

O avanço da exploração de petróleo em lâminas d'águas cada vez mais profundas fez com que surgisse a necessidade da utilização de unidades flutuantes que, além de produzir petróleo, armazenassem o óleo produzido (MARQUES, 2010). Na indústria de petróleo e gás, os navios têm ganhado destaque como plataformas flutuantes. Inicialmente, eram usados somente nas operações de perfuração e completação de poços. Posteriormente, passaram a ser usados para produção. Os FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading*) são navios que possuem a capacidade de processamento e armazenamento de petróleo (Figura 7), além de proverem a transferência do óleo e do gás para navios aliviadores e gasodutos, respectivamente (VALADÃO, 2011).



**Figura 7. Navios com capacidade de processamento e armazenamento – FPSO (PETROBRAS, 2011).**

A ação das ondas, ventos e correntes causam movimentações nesses tipos de unidades flutuantes, que, além da possibilidade de danificar as operações de perfuração, podem levar a perdas de eficiência dos equipamentos de processamento primário da planta, ou até mesmo, à parada de produção (MENEZES, 2011).

Considerando-se os movimentos das ondas do mar, uma FPSO pode apresentar seis tipos de movimentos oscilatórios: três de translação, que são movimentos lineares (*surge* ou *avanço*; *sway* ou *deriva*; *heave* ou *afundamento*), e três de rotação, que são movimentos angulares (*yaw* ou *guinada*; *pitch* ou *arfagem*; *roll* ou *jogo*). Esses movimentos são apresentados na Figura 8. Os movimentos que trazem maiores inconvenientes são os que ocorrem no plano vertical (THOMAS, 2004).



**Figura 8. Tipos de movimento de um FPSO devido à incidência das ondas do mar (AMBROSIO, 2007).**

Os movimentos das FPSOs devido à incidência de ondas afeta o desempenho de separadores. Vasos mal projetados ou mal alocados na plataforma podem ter seus desempenhos prejudicados. A ancoragem dessas plataformas pode eliminar alguns desses movimentos, principalmente os de *surge*, *sway* e *yaw*, restando apenas os de *pitch*, *roll* e, em menor intensidade, o movimento de *heave* (MUELLER, 1997).

O movimento de arfagem, por exemplo, pode fazer com que a área da seção transversal acima do nível do líquido aumente e diminua, conforme o nível sobe e desce. Esta variação na área da seção transversal altera a velocidade do gás, alterando a capacidade do separador em separar os fluidos. Gás a alta velocidade pode resultar na formação de espuma. Além disso, o “sobe e desce” do nível devido à arfagem pode se transformar em um movimento de ondas ressonantes, isto é, o sistema começa a oscilar em máxima amplitude próximo a chamada frequência de ressonância (ou frequência natural de oscilação). Isto pode

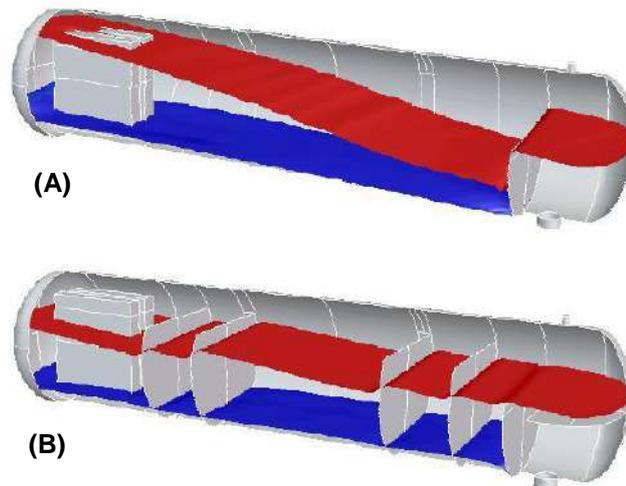
reduzir de forma drástica a eficiência da separação água/óleo, fazendo com que a água ultrapasse o vertedor, escoando para a câmara de óleo (CLARK, 1995).

Também como consequência do movimento de arfagem, pode ser gerada turbulência no interior do equipamento, fazendo com que a tensão interfacial entre água e óleo seja quebrada, resultando na mistura das fases água e óleo (MUELLER, 1997). Controlar os níveis de fluidos no interior dos separadores na presença desses movimentos torna-se igualmente difícil, levando a leituras errôneas da posição das interfaces entre os fluidos, tanto na câmara de separação quanto na câmara de óleo. Isso pode fazer com que alarmes de nível alto ou baixo sejam acionados equivocadamente, acarretando no acionamento de desligamento automático (*shutdown*) precipitado da operação do separador (CLARK, 1995).

A amplitude do movimento dos fluidos gerados pelas ondas pode ser amortecida através da presença de compartimentos (DURHAM e SAMS, 2003) para o fluido no equipamento, o que pode ser obtido pela presença de quebra-ondas.

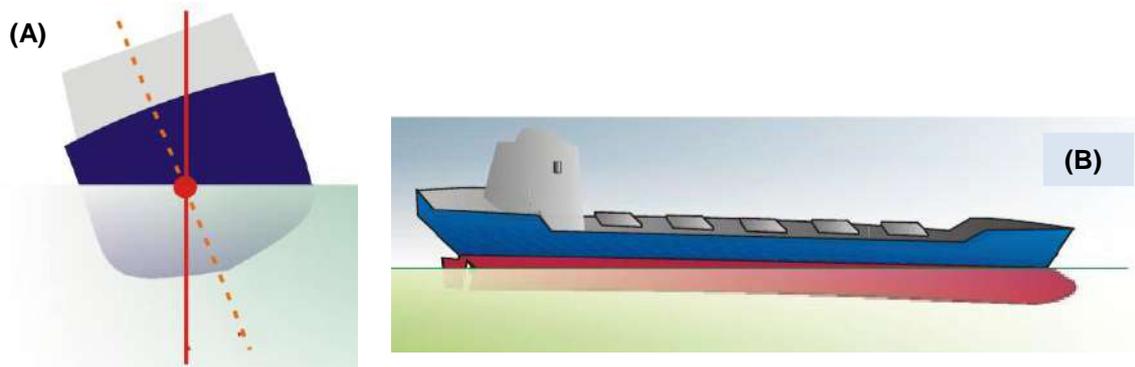
Em seu trabalho, CLARK (1995) cita o desenvolvimento de simuladores de movimentos de plataformas flutuantes, de forma a se ter uma melhor compreensão dos problemas causados por esses movimentos em vasos separadores. As simulações permitem também estudar qual a disposição dos internos desses equipamentos, para melhorar a eficiência da operação e diminuir os custos.

No trabalho em CFD de FRANKIEWICZ e LEE (2002), avaliou-se a presença de defletores perfurados para minimizar o movimento do líquido em vasos separadores devido à influência das ondas, considerando-se a localização desses equipamentos na plataforma. As simulações em CFD confirmaram uma redução no movimento do fluido no interior de vasos separadores, porém reduções menores que as requeridas em um separador trifásico. Na ausência dos defletores, o movimento do fluido no separador possui grande amplitude, enquanto que na presença desses dispositivos, o movimento do fluido e a variação da interface são consideravelmente amortecidos, como mostra a Figura 9.



**Figura 9. Movimento do fluido em um vaso separador na ausência (A) e presença (B) de defletores perfurados (FRANKIEWICZ e LEE, 2002).**

Devido às limitações dos movimentos angulares, que geram intensa movimentação de fluido no interior do separador, e dos ângulos estáticos, separadores gravitacionais devem estar posicionados a meia nau na plataforma, isto é, no centro de gravidade do navio (MENEZES, 2011). Os ângulos estáticos se referem às inclinações da plataforma devido ao peso das cargas presentes, e tendem a ser compensados pelo preenchimento de tanques com água do mar (tanques de lastro). Para a operação do separador gravitacional, os ângulos estáticos mais significativos são os de banda e *trim* (Figura 10).



**Figura 10. Ângulos estáticos de banda (A) e *trim* (B).**

## 4 FLUIDODINÂMICA COMPUTACIONAL

### 4.1 INTRODUÇÃO

Um problema em engenharia pode ser resolvido por três ferramentas distintas: por métodos analíticos, por métodos numéricos e através da experimentação em laboratório. Dentre eles, a resolução através das simulações numéricas quase não apresenta restrições, o que já não é o caso das outras duas ferramentas disponíveis. Os experimentos em laboratório, apesar da grande vantagem de tratarem a configuração do problema mais próxima do real, são dispendiosos e muitas vezes demorados. Além disso, caso as condições do sistema em estudo sejam perigosas, os experimentos não são realizados por questões de segurança. Os métodos analíticos aplicam-se apenas a problemas em que as hipóteses simplificativas requeridas por estes métodos os desviam do fenômeno físico real, em que se faz necessário também a simplificação da geometria e condições de contorno. Já as simulações numéricas podem ser aplicadas para a resolução de problemas complexos, em geometrias também complexas, com condições de contorno gerais, tendo como grande vantagem a apresentação de resultados com grande rapidez e redução significativa nos prazos, redução do número de experimentos realizados em laboratório e dos custos associados aos experimentos (MALISKA, 2004).

Além das vantagens descritas, o exponencial desenvolvimento de computadores com alta velocidade de processamento e grande capacidade de armazenamento proporciona o uso de técnicas numéricas para a resolução de problemas complexos da engenharia, fazendo com que o número de usuários das simulações numéricas tenha se expandido de forma significativa (MALISKA, 2004).

A Fluidodinâmica Computacional (*Computational Fluid Dynamics - CFD*), definida generalizadamente como a simulação numérica de processos físicos e/ou químicos que envolvem escoamento de fluidos, com ou sem troca de calor, tem se tornado cada vez mais uma área de grande interesse e uma ferramenta eficaz para a solução de muitos problemas.

CFD estuda, através de métodos computacionais, problemas que envolvem aerodinâmica, termodinâmica, hidráulica, fenômenos de transporte, dentre outros. Em um problema típico de fluidodinâmica, estabelece-se um modelo matemático baseado nos princípios de conservação de energia, de massa e de quantidade de movimento, que quando submetido a condições de contorno adequadas, são capazes de representar matematicamente um problema específico, auxiliando no estudo das características gerais de um escoamento. Desta forma, a simulação em CFD leva a uma solução ao aplicar a discretização de equações

diferenciais parciais de transporte que caracterizam o escoamento, as equações de Navier-Stokes (FORTUNA, 2000). Como consequência, podem ser preditos por esta técnica os campos de pressão, velocidades, concentração, temperaturas e as propriedades turbulentas, no domínio do espaço e do tempo.

Uma grande vantagem da técnica de CFD é que a modificação dos parâmetros dos modelos utilizados é possível quando os resultados encontrados não condizem com os obtidos de forma experimental, assim como um melhor ajuste das condições de contorno e geometria.

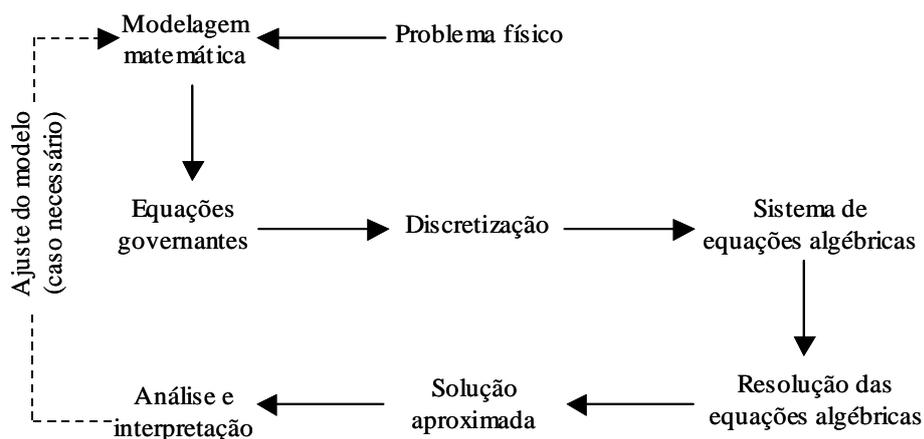
Como CFD fornece uma simulação numérica do escoamento, uma série de erros pode ocorrer, desviando o resultado numérico do resultado exato, fazendo com que a solução numérica tenha pouca ou nenhuma representatividade quando comparada com a realidade física. Esses desvios podem estar associados a (NASCIMENTO, 2008):

- Erros de arredondamento (devido ao arredondamento de dízimas periódicas ou números reais com infinitas casas decimais em operações matemáticas);
- Erros de discretização (relacionado à malha computacional utilizada);
- Erros de modelagem (provenientes de simplificações do modelo, condições de contorno aproximadas ou fenômeno físico representado por modelo não adequado);
- Erros de convergência (associados à diferença entre o valor obtido e o real).

É importante ressaltar que a utilização da técnica de CFD e de outras soluções numéricas não retira a importância da solução analítica e da realização de procedimentos experimentais. A associação adequada dessas três ferramentas deve ser praticada na engenharia. Os resultados experimentais servem para a validação de modelos numéricos existentes e também para o desenvolvimento de novos modelos. Por sua vez, soluções analíticas simplificadas podem ser usadas como condição inicial em problemas mais complexos que serão resolvidos através de CFD ou quaisquer outros métodos de simulação numérica (ALVES, 2009).

## **4.2 ETAPAS DE UMA SIMULAÇÃO NUMÉRICA**

O emprego de CFD para a resolução de problemas físicos, através da aplicação de modelos matemáticos em um domínio limitado, segue as seguintes etapas visualizadas na Figura 11.



**Figura 11. Etapas para a solução numérica de um problema em CFD (FORTUNA, 2000).**

Um estudo em CFD é iniciado com a modelagem do problema físico. É feita uma análise do problema de modo que sejam levantadas as variáveis relevantes no processo. Durante essa etapa, são determinadas as grandezas físicas que atuam e de que maneira elas afetam o problema, além dos limites de estudo do problema físico. Avalia-se a possibilidade de aplicar simplificações, como descartar algumas variáveis.

A etapa seguinte consiste na modelagem matemática do problema físico. O problema passa então a ser expresso na forma das leis de conservação de massa, momento e energia. Os modelos matemáticos irão explicar o sistema em análise, além de prever seu comportamento para diferentes situações.

Após a modelagem matemática, é necessário definir as regiões de aplicação e validade das equações, isto é, o domínio da simulação é definido. Em seguida, deve-se fazer a discretização do domínio, que compreende em dividi-lo em um número finito de pontos em que serão aplicadas as equações para a solução das equações numéricas. A distribuição adequada desses pontos no domínio é essencial para a obtenção de uma solução numérica representativa do escoamento. A discretização é necessária já que as soluções numéricas não podem ser obtidas sobre uma região contínua, mas sim dentro de sub-regiões dentro do domínio, que são denominados elementos. Este passo, portanto, consiste na geração da malha, que é o conjunto de elementos que compõem o domínio.

Na etapa seguinte, após a elaboração da malha, ocorre a especificação do problema para a resolução das equações, o que é feito através da introdução das condições de contorno do problema, juntamente com as condições iniciais, propriedades físicas dos fluidos e parâmetros do escoamento. É obtido então um conjunto de equações algébricas, normalmente

lineares, acopladas ou não. Essas equações são resolvidas no passo seguinte, fornecendo a solução numérica do problema estudado.

A solução obtida deve ser analisada e interpretada, através da extração da visualização das variáveis de interesse. Caso seja, o modelo deve ser ajustado para que o resultado obtido seja confiável. Vale ressaltar que a correta visualização e interpretação das soluções geradas é tão importante quanto à solução em si.

### 4.3 MALHA

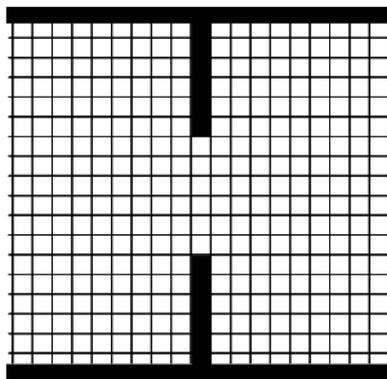
A malha, ou *grid*, é a representação discreta do domínio geométrico do problema. Consiste no conjunto de sub-regiões (elementos) em que as equações são resolvidas. A resolução das equações em cada um dos elementos gera variáveis com valores discretos, e a solução de um elemento é utilizada como condição de contorno para os elementos adjacentes. Por isso, é necessária uma malha apropriada, com refinamento nas regiões de elevados gradientes de variação, de modo que essas variações sejam detectadas (OLIVEIRA, 2004).

Quanto maior o número de pontos discretos da malha, mais refinada ela será e conseqüentemente, mais fiel ao modelo será o resultado numérico obtido. Entretanto, quanto maior o grau de refinamento da malha, maior o esforço computacional exigido pelas simulações, o que as torna mais demoradas. Na realidade, há um número mínimo de nós a partir do qual a malha passa a não influenciar mais nos resultados, ou seja, a malha a partir da qual os resultados numéricos não mais variam. Faz-se necessária, portanto, a realização de um teste de malha, que objetiva encontrar o número de elementos ideal de forma que a solução não se altere, dentro de algum critério de tolerância, quando se refina a malha. Essa escolha se dá através da monitoração de variáveis relevantes ou tomando-se como base algum resultado experimental conhecido (ALVES, 2009).

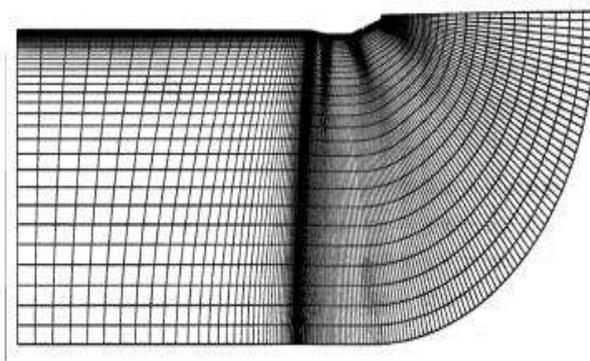
O tipo de malha apropriado depende da geometria do domínio e da complexidade do escoamento. De acordo com as características de conectividade dos pontos, as malhas podem ser classificadas em malhas estruturadas, malhas não-estruturadas e malhas híbridas.

As malhas estruturadas são malhas que apresentam uma regularidade na distribuição espacial de seus pontos. Essas malhas são localmente ortogonais e cada elemento tem sempre o mesmo número de elementos vizinhos, exceto quando esse elemento pertence ao contorno. As malhas de elementos hexaédricos são malhas deste tipo.

Malhas estruturadas podem ser classificadas em uniformes, como a malha Figura 12, ou não uniformes, como no caso da malha da Figura 13. As uniformes são muito utilizadas em geometrias simples, e são caracterizadas por terem pontos igualmente espaçados. As não-uniformes caracterizam-se por terem pontos espaçados de acordo com a necessidade do domínio, o que possibilita a aglutinação ou maior espaçamento dos pontos em áreas específicas. Pontos afastados entre si se encontram nas regiões nas quais a solução apresenta pequena variação espacial. Já os pontos aglutinados estão presentes nas áreas em que a variação espacial da solução seja grande (OLIVEIRA, 2004).



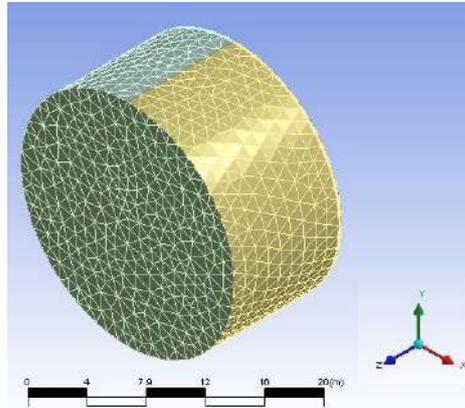
**Figura 12. Malha estruturada uniforme (MEDRONHO, 2011).**



**Figura 13. Malha estruturada não-uniforme (MEDRONHO, 2011).**

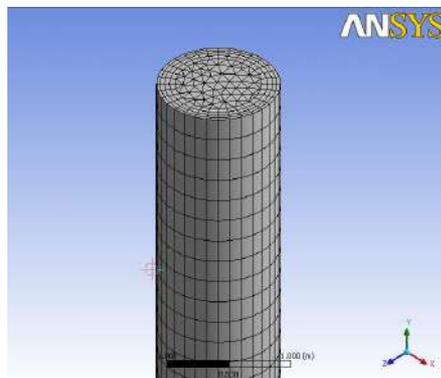
Em muitos problemas reais, há uma limitação ao uso das malhas estruturadas para discretizar adequadamente o domínio quando o problema trata de uma geometria complexa. Nesses casos, são utilizadas as malhas não-estruturadas na discretização (Figura 14). Diferente das malhas estruturadas, essas malhas são caracterizadas pela ausência de regularidade na distribuição espacial dos pontos e são não-ortogonais. Seus elementos não contêm o mesmo número de elementos vizinhos e podem assumir formatos diferentes, como triângulos, tetraedros, prismas, pirâmides, etc. Por isso, essas malhas conseguem representar

mais facilmente as geometrias mais complexas (geometrias irregulares, com cantos e saliências) devido à maior versatilidade e flexibilidade de forma que seus elementos podem assumir (MALISKA, 2004).



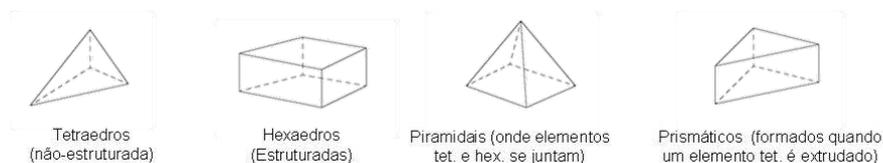
**Figura 14. Malha não-estruturada.**

As malhas híbridas são aquelas que empregam ambos os tipos de malhas. É possível, por exemplo, empregar malha estruturada para refinar locais importantes do escoamento (como nas regiões de entradas e saídas de fluidos e nas regiões próximas às paredes da geometria) e malha não-estruturada para o resto da geometria, conforme Figura 15.



**Figura 15. Malha híbrida.**

Após a definição do tipo de malha a ser usada, deve ser definido o tipo de elemento. Os tipos de elementos que uma malha pode assumir são mostrados na Figura 16.



**Figura 16. Tipos de elementos para uma malha em CFD (ANZAI, 2010).**

## 4.4 MÉTODOS NUMÉRICOS DE DISCRETIZAÇÃO

A tarefa dos métodos numéricos é a resolução de equações diferenciais. Para isto, as derivadas dessas equações são substituídas por expressões algébricas que envolvem a função incógnita. Ou seja, um método numérico discretiza o domínio em estudo, transformando as equações diferenciais definidas para o domínio  $D$  contínuo em um sistema de equações algébricas, conforme mostra a Figura 17 (MALISKA, 2004).

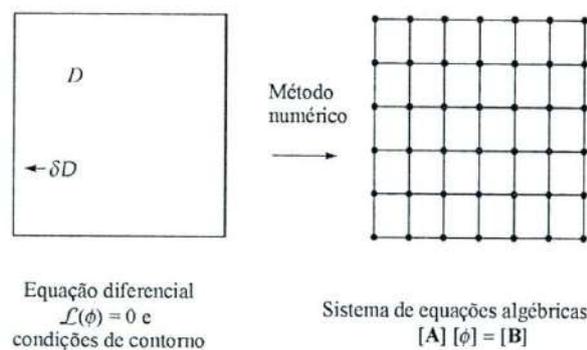


Figura 17. A tarefa do método numérico (MALISKA, 2004)

Enquanto os métodos analíticos fornecem solução exata e fechada para as equações diferenciais de interesse para qualquer ponto do domínio, os métodos numéricos resolvem essas equações para um número discreto de pontos (isto é, finito), que compõem a malha. Espera-se que quanto maior o número de pontos, mais próximo da solução exata estará a solução numérica.

O tipo de método numérico é caracterizado pela forma através da qual as equações algébricas são obtidas e a escolha do método influencia a velocidade e a precisão da solução. É necessário buscar um equilíbrio entre simplicidade, facilidade de implementação, precisão e eficiência computacional. Da mesma forma que a precisão dos dados experimentais é função da qualidade das ferramentas utilizadas, a precisão das soluções numéricas está relacionada à qualidade das discretizações empregadas.

Na área da dinâmica dos fluidos computacional existem três métodos tradicionais para a discretização de um domínio: método por elementos finitos, método por diferenças finitas, e método por volumes finitos (MALISKA, 2004).

#### **4.4.1 MÉTODOS POR ELEMENTOS FINITOS**

O Método dos Elementos Finitos (MEF) é um método utilizado na análise de modelos matemáticos de problemas físicos em meios contínuos. Nesse método, o domínio de integração é dividido em um número finito de pequenas regiões denominadas elementos finitos, que são, geralmente, não-estruturados. A solução é aproximada por uma função polinomial dentro de cada elemento, o que garante a continuidade da solução através das condições de contorno em cada um deles. Após a integração dessas funções, um conjunto de equações algébricas não lineares é obtido (COELHO, 2011).

O MEF apresenta como vantagem a facilidade de discretizar geometrias mais complexas e arbitrarias. A malha é então facilmente refinada, já que cada elemento é subdivisível, o que torna mais fácil a análise matemática.

#### **4.4.2 MÉTODOS POR DIFERENÇAS FINITAS**

O Método por Diferenças Finitas (MDF) pode ser aplicado a qualquer tipo de malha. Todavia, mostra-se mais eficiente quando aplicado a malhas estruturadas. O método não possui habilidade para tratar geometrias complexas, restringindo sua aplicação a geometrias simples.

No MDF, em cada ponto da malha em que se deseja calcular a solução do problema (isto é, em cada nó), as equações de conservação na forma diferencial são aproximadas por equações algébricas. Essas aproximações por diferenças finitas podem ser obtidas de várias formas, como por expansão em série de Taylor ou interpolação polinomial (FORTUNA, 2000). Quando esta última forma de aproximação é utilizada, podem ser obtidos valores das variáveis em outros locais que não sejam os nós das malhas.

#### **4.4.3 MÉTODOS DOS VOLUMES FINITOS**

O Método dos Volumes Finitos (MVF) é empregado em praticamente todos os pacotes comerciais de CFD. A preferência pelo método é função de sua robustez, devido às suas características conservativas (MALISKA, 2004).

Como muitas vezes as equações discretizadas pelo MVF e pelo MDF são iguais, os dois métodos são confundidos, apesar de terem formulações bem diferentes. Enquanto o MDF possui dedução puramente matemática, o MVF tem base física (PINTO e LAGE, 2001).

O MVF satisfaz os princípios de conservação em nível discreto. Esses métodos usam a forma integral das equações de conservação (massa, quantidade de movimento, energia) como ponto de partida para a obtenção de equações aproximadas. Divide-se o domínio em um número finito de volumes de controle contíguos, aos quais são aplicáveis as equações de conservação. O valor das variáveis é calculado no centróide de cada volume (Figura 18).

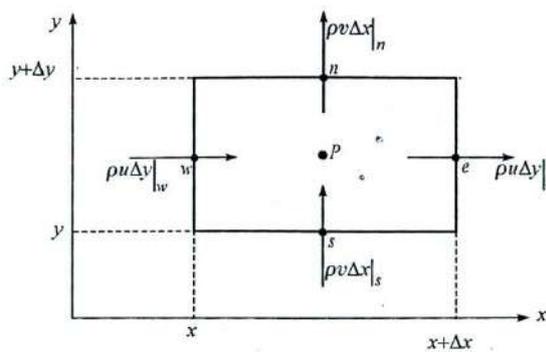


Figura 18. Aplicação do balanço de conservação em um volume de controle (MALISKA, 2004).

O fato da abordagem do MVF ser de simples compreensão e interpretação física— já que todos os termos que precisam ser aproximados têm significados físicos, pois, como dito, as equações aproximadas são obtidas através dos balanços de conservação das propriedades físicas – aliado à possibilidade do método se acomodar a qualquer tipo de malha (sendo adequado para geometrias complexas) são duas razões para a popularidade do método.

## 4.5 MODELAGEM MATEMÁTICA

### 4.5.1 EQUAÇÕES DE CONSERVAÇÃO

Para que a solução numérica de qualquer problema físico possa ser obtida, é necessária, inicialmente, a criação do modelo matemático correspondente, que represente adequadamente o fenômeno (MALISKA, 2004). Os fenômenos relacionados ao escoamento de fluidos são descritos por equações diferenciais básicas que, por sua vez, são definidas pelas leis físicas de conservação de massa e de quantidade de movimento (essas equações, independente do tipo de escoamento, são sempre calculadas pelo *software* de CFD utilizado neste trabalho). Para tanto, considera-se a hipótese do contínuo, que se aplica a dado volume

de uma substância se este volume é dividido em corpos/partículas pequenas o suficiente para que todas as propriedades, tais como temperatura e densidade, possam ser consideradas uniformes ou que variem continuamente com o tempo ou com o volume.

A equação de conservação de massa, também chamada de equação da continuidade, tem origem em um balanço de massa em um volume de controle  $DV$  (Figura 19) e descreve a conservação da massa em função da posição e do tempo.

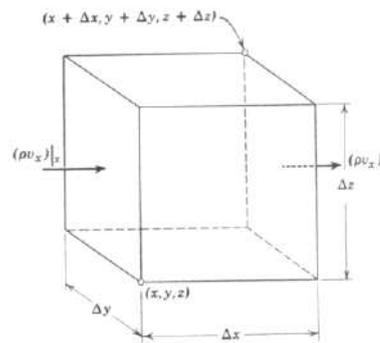


Figura 19. Balanço de massa para um volume de controle DV.

O balanço de massa neste volume de controle, em termos de taxa (massa por tempo), fica:

$$\underbrace{\left\{ \text{taxa de massa acumulada} \right\}}_{\substack{\Downarrow \\ \text{Termo de} \\ \text{Acúmulo}}} = \underbrace{\left\{ \text{taxa de massa que entra em DV} \right\} - \left\{ \text{taxa de massa que sai de DV} \right\}}_{\substack{\Downarrow \\ \text{Termos} \\ \text{Convectivos}}} + \underbrace{\left\{ \text{taxa de massa gerada} \right\} - \left\{ \text{taxa de massa consumida} \right\}}_{\substack{\Downarrow \\ \text{Termos de} \\ \text{Geração}} \quad (2)$$

Se não ocorre reação química ou nuclear, os termos de geração zeram. Portanto, para um volume de controle fixo no espaço, a equação da conservação de massa, em coordenadas cartesianas, é dada pela equação (3):

$$\frac{\partial(\rho v_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho v_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho v_z)}{\partial z} + \frac{\partial(\rho)}{\partial t} = 0 \quad (3)$$

Na notação vetorial, a equação acima pode ser escrita como:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -\vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{v}) \quad (4)$$

A equação da conservação da quantidade de movimento é obtida através de um balanço de forças, sendo dada por:

$$\vec{F}_i = \vec{F}_p + \vec{F}_v + \vec{F}_g \quad (5)$$

Onde:  $\vec{F}_i$  é a força de inércia;  $\vec{F}_p$  a força de pressão;  $\vec{F}_v$  a força viscosa e  $\vec{F}_g$  a força de campo. Todas as forças descritas são por unidade de volume. As expressões para essas forças são dadas a seguir:

$$\vec{F}_i = \rho \frac{D \vec{v}}{Dt} \quad (6)$$

$$\vec{F}_p = -\vec{\nabla} P \quad (7)$$

$$\vec{F}_g = \rho \vec{g} \quad (8)$$

$$\vec{F}_v = -\vec{\nabla} \cdot \vec{\tau} \quad (9)$$

Desta forma, equação geral do movimento é dada pela seguinte equação:

$$\rho \frac{D \vec{v}}{Dt} = -\vec{\nabla} P - \vec{\nabla} \cdot \vec{\tau} + \rho \vec{g} \quad (10)$$

Nas equações apresentadas,  $\vec{\tau}$  é o tensor tensão,  $\rho$  é a densidade do fluido;  $\vec{v}$  é o vetor velocidade,  $v_x$ ,  $v_y$  e  $v_z$  seus componentes,  $P$  a pressão e  $t$  é o tempo.

#### 4.5.2 MODELAGEM DE ESCOAMENTOS MULTIFÁSICOS

Um escoamento multifásico é caracterizado pela presença de mais de um fluido. De forma generalizada, os fluidos em questão são espécies químicas diferentes. Em algumas aplicações, esses fluidos podem representar diferentes estados termodinâmicos de uma mesma espécie, tal como vapor d'água e água. As fases presentes em um escoamento multifásico podem possuir um conjunto de características próprias de escoamento e os componentes são misturados na escala macroscópica (diferente de uma mistura multicomponente, em que os componentes misturam-se em escala molecular). O escoamento de bolhas de gás em um líquido, misturas de líquidos imiscíveis e suspensões sólido/líquido são exemplos de misturas multifásicas (ANSYS, CFX 12.1, 2009).

No *software* que foi utilizado na simulação do separador gravitacional, podem ser empregadas duas abordagens para representar o escoamento multifásico: a lagrangeana e a euleriana.

A abordagem lagrangeana é mais adequada à modelagem de fases dispersas discretamente distribuídas em uma fase contínua, ou seja, esta abordagem é capaz de modelar o escoamento de misturas com concentrações diluídas da fase dispersa. Nesta abordagem, a modelagem envolve cálculo separado das propriedades para cada uma das fases, levando-se em conta os efeitos das partículas (fase dispersa) na fase contínua.

Por sua vez, a abordagem euleriana considera as fases presentes no escoamento como fases contínuas que interagem entre si, e por isso, devem ser levadas em consideração a influência de uma fase no escoamento das demais. Em cada uma das fases as equações de conservação são escritas para a quantidade de movimento, massa e energia da nuvem de partículas como um contínuo, e integradas para prever as propriedades volumétricas médias do campo (COELHO, 2011). Como o volume ocupado por uma fase não pode ser ocupado pelas outras, as frações volumétricas de cada uma das fases são funções contínuas no espaço e no tempo (LALEH, SVRCEK e MONNERY, 2010).

Devido ao fato de a resolução das equações de balanço ser realizada para cada uma das fases, o custo computacional da abordagem euleriana é bem mais elevado do que para uma abordagem lagrangeana.

Outra desvantagem da abordagem euleriana ocorre quando um problema trata de uma faixa de tamanho de partículas. Isto porque ela trata cada classe de tamanho de partícula como uma fase distinta, o que contribui para o aumento do esforço computacional (COELHO, 2011).

#### 4.6 MODELOS DE TURBULÊNCIA

Escoamentos turbulentos são aqueles que apresentam um perfil caótico e aleatório, com contínuas alterações de pressão e velocidade no tempo (VERSTEEG e MALALASEKERA, 1995). O perfil turbulento é atingido a partir de um alto valor de número de Reynolds, quando as forças viscosas se tornam imperceptíveis frente às forças inerciais e as camadas de fluidos presentes em um escoamento laminar se misturam completamente.

Para que os efeitos da turbulência no escoamento possam ser previstos, são utilizados modelos de turbulência. Um modelo de turbulência é um conjunto de equações, expressões e coeficientes empíricos, usado nas soluções numéricas das equações de Navier-Stokes e da energia média de Reynolds. Os modelos clássicos podem ser classificados em quatro grupos distintos (KLEIN, 2005):

- Modelos algébricos: esses modelos empregam uma equação algébrica, normalmente empírica, para determinar o valor da viscosidade turbulenta. Por não apresentar nenhuma equação de transporte adicional, apenas equações algébricas, esse modelo pode ser chamado de modelo de zero equações;
- Modelos a uma equação: também empregam o conceito de viscosidade turbulenta. Nesses modelos, uma equação diferencial de transporte é resolvida e expressa por uma equação algébrica para uma determinada propriedade turbulenta. Normalmente, essa propriedade turbulenta é a energia cinética turbulenta.
- Modelos a duas equações: apresentam duas equações diferenciais de transporte e propriedade turbulenta e são também baseados no conceito de viscosidade turbulenta. As propriedades são normalmente são a energia cinética turbulenta ( $k$ ), e a taxa de dissipação dessa energia por unidade de massa ( $\epsilon$ ).
- Modelos das tensões de Reynolds: esses modelos apresentam equações diferenciais de transporte para cada um dos componentes do tensor de Reynolds. Essa classe de modelo apresenta bons resultados para escoamentos complexos, já

que incluem efeitos de curvatura, empuxos e mudanças repentinas de taxas de cisalhamento.

#### 4.6.1 MODELO K-EPSILON

O modelo de turbulência *k-epsilon* ( $k-\epsilon$ ) foi o modelo utilizado nas simulações deste trabalho e é o modelo mais representativo da classe de modelos de turbulência a duas equações.

O  $k-\epsilon$  tem sido implementado na maior parte dos códigos de CFD, sendo conhecido como o modelo padrão da indústria, utilizado na resolução de muitos problemas da engenharia. Apresenta boa estabilidade e é extensamente validado. Para muitas simulações, o modelo oferece boa concordância em termos de exatidão e robustez (ANSYS, CFX 12.1, 2009). É um modelo apropriado para escoamentos em que são relevantes os efeitos de difusão e convecção, como ocorre no caso de recirculações.

Sua performance, porém, é comprometida em algumas simulações, especialmente em escoamentos complexos. Por exemplo, em escoamentos não confinados, escoamentos sobre superfícies curvas, escoamentos com alterações repentinas na taxa de cisalhamento, escoamentos rotacionais e escoamentos plenamente desenvolvidos em dutos não circulares, o modelo apresenta baixo desempenho.

O  $k-\epsilon$  apresenta duas equações: uma para o cálculo da energia cinética turbulenta e outra para a dissipação dessa energia.

As equações de conservação de massa e de quantidade de movimento ficam representadas, respectivamente, pelas equações:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (11)$$

$$\frac{\partial \rho \vec{v}}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{v} \otimes \vec{v}) - \vec{\nabla} \cdot (\mu_{eff} \nabla \vec{v}) = - \vec{\nabla} p' + \vec{\nabla} \cdot (\mu_{eff} \nabla \vec{v})^T + B \quad (12)$$

Nas equações,  $B$  é a soma das forças que atuam no corpo,  $\mu_{eff}$  a viscosidade efetiva devida à turbulência e  $p'$  a pressão modificada.

$p'$  e  $\mu_{eff}$  são calculados, respectivamente, por:

$$p' = p + \frac{2}{3}\rho k + \frac{2}{3}\mu_t \vec{\nabla} \cdot \vec{v} \quad (13)$$

$$\mu_{eff} = \mu + \mu_t \quad (14)$$

A viscosidade turbulenta ( $\mu_t$ ), é calculada pela seguinte equação, a partir da energia cinética turbulenta e de sua dissipação:

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (15)$$

Na equação (15),  $C_\mu$  é a constante adimensional do modelo de turbulência  $k-\varepsilon$ ,  $k$  é a energia cinética turbulenta por unidade de massa e  $\varepsilon$  é a taxa de dissipação turbulenta.

## **5 METODOLOGIA**

### **5.1 COMPUTADOR E PACOTE COMPUTACIONAL UTILIZADOS**

As simulações feitas neste trabalho foram conduzidas utilizando-se o pacote computacional da ANSYS, Inc., versão 12.1. Os *softwares* de CFD integrados utilizados foram o *Design Modeler*, para a elaboração da geometria, o CFX-MESH para confecção da malha, o CFX-PRE para modelagem do problema numérico, o CFX-SOLVER para sua resolução e o CFD-POST para a visualização dos resultados.

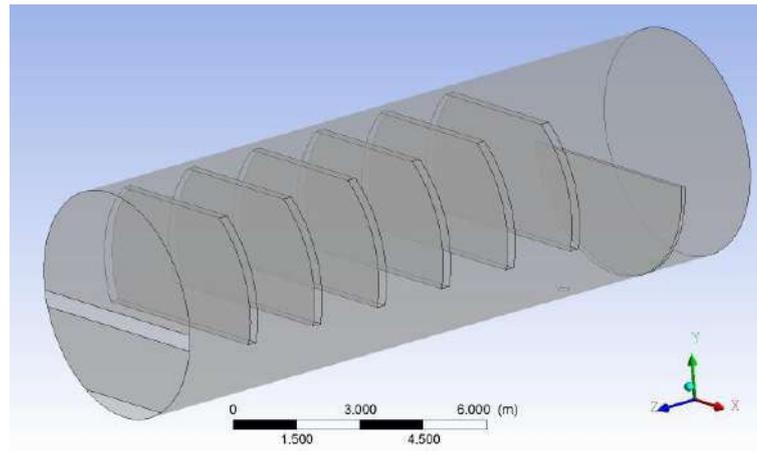
Utilizou-se um Cluster da SGI para a realização das simulações. O Cluster possui 20 nós duplos contendo 40 processadores Intel Xeon quad-core com 2.33GHz, 4GB de memória RAM e 250 GB de memória física. Da capacidade total do cluster, foram conduzidas simulações em paralelo, utilizando-se 5 nós e os 8 processadores disponíveis em cada um desses nós.

### **5.2 GEOMETRIA**

Para a realização das simulações numéricas, a geometria do separador (Figura 20) foi simplificada em relação à geometria original do equipamento. Apenas a parte cilíndrica do separador foi construída e simulada, sem os tampos torisféricos. Entretanto, as dimensões originais do separador trifásico foram mantidas.

Outras simplificações foram realizadas na geometria do equipamento. A bateria de ciclones situada na entrada do separador não foi simulada, já que o estudo desses dispositivos requer um plano de simulações à parte. Visto que os ciclones separam a maior parte do gás da fase líquida (água e óleo) e o principal interesse do estudo é a influência dos movimentos relativos das plataformas na separação da água e do óleo, foi considerado que o gás já se encontra no interior do separador, não havendo assim uma região de entrada e saída para este fluido.

Assim, os dispositivos internos simulados foram o vertedor – que, como dito anteriormente, é o único dispositivo obrigatório em um separador gravitacional trifásico, sendo responsável pela contenção da água separada – e os seis quebra-ondas presentes no projeto original do separador.

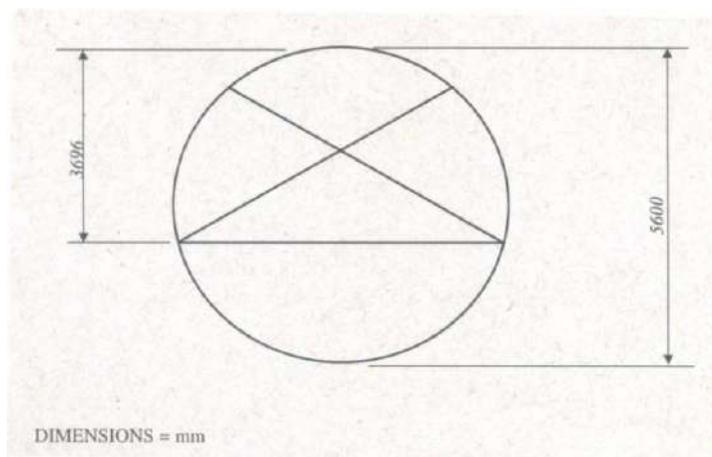


**Figura 20. Geometria simplificada do separador de produção, com os quebra-ondas, entradas e saídas de fluidos.**

Foram construídas entradas individuais para a água e o óleo. Isso é possível, visto que o objetivo do trabalho não é avaliar a eficiência de separação do vaso separador. Essas entradas foram desenhadas de tal forma que ficassem posicionadas dentro das faixas de alturas normais de líquido, definidas pelas vazões de fluidos em diferentes cenários. O cálculo das alturas normais será mostrado no item 5.4.

Assim como o comprimento e diâmetro da parte cilíndrica do separador, os diâmetros das saídas de água e de óleo foram desenhados de acordo com as dimensões originais.

Os quebra-ondas possuem o mesmo diâmetro horizontal do separador, porém, a partir da parte superior do equipamento, ocupam uma distância vertical de 3,6960 m, o equivalente a 66% do diâmetro vertical, como pode ser visualizado nas Figura 21. Esses dispositivos não foram colocados no separador como dispositivos porosos. Eles foram representados por barreiras sólidas parcialmente mergulhadas no líquido, que permitem a passagem do gás em sua parte superior. Isso foi necessário para que a convergência das simulações computacionais fosse facilitada, uma vez que, colocando-os como barreiras sólidas, apenas um domínio é necessário na simulação. Caso os seis quebra-ondas fossem porosos, seria demandado um domínio poroso para esse conjunto de dispositivos e um segundo domínio para o restante do separador.



**Figura 21. Vista frontal do separador, com parte de seu diâmetro ocupada pelo quebra-ondas.**

As principais dimensões do separador e de seus dispositivos internos podem ser vistas na Tabela 1.

**Tabela 1. Principais dimensões do separador em estudo.**

<b>Geometria</b>	<b>Dimensão (mm)</b>
Diâmetro da parte cilíndrica	5600
Comprimento da parte cilíndrica	16800
Diâmetro da saída de água	254
Diâmetro da saída de óleo	355,6
Altura do vertedor (a partir do fundo do separador)	2721
Espessura do quebra-ondas	225
Distâncias entre os quebra-ondas	1930

### 5.3 MALHA

Após a construção da geometria, iniciou-se a etapa de confecção da malha no CFX-Mesh, que permitiu a elaboração de uma malha de elementos tetraédricos (Figura 22).

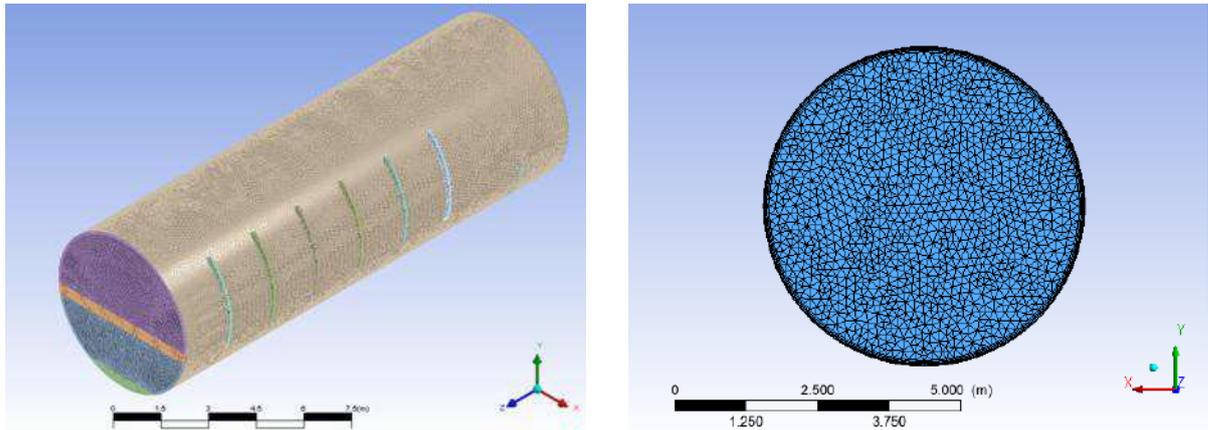


Figura 22. Malhas de elementos

Durante esta etapa, foi importante que os valores para alguns parâmetros de malha estivessem dentro (ou muito próximo) das recomendações feitas pelo manual da ANSYS 12.1 (2009) para elaboração de malha, de forma que as malhas criadas tivessem boa qualidade. Os critérios respeitados durante a criação das malhas são mostrados na Tabela 2:

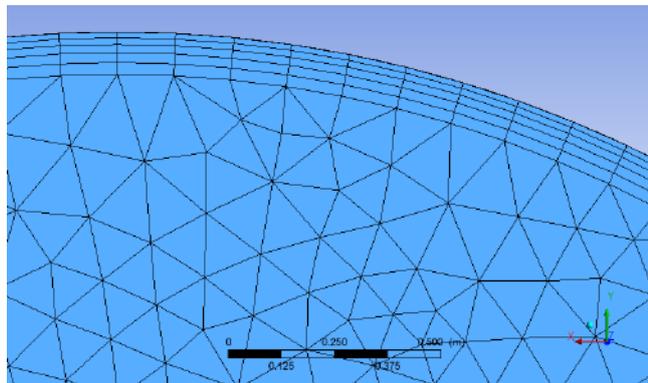
Tabela 2. Parâmetros para uma malha de elementos tetraédricos de boa qualidade (ANSYS, 2009).

Parâmetro	Valores ideais
Edge Lengh Ratio	< 100
Maximun Face Angle	< 170°
Minimun Face Angle	> 10°
Element Volume Ratio	< 30
Connectivity Number	< 50

O parâmetro *Edge Lengh Ratio* diz respeito à razão entre o comprimento da maior e da menor aresta da face de um elemento. Os parâmetros *Maximun Face Angle* e *Minimun Face Angle* referem-se, respectivamente, ao maior e menor valor de ângulo formado pelo encontro entre duas faces que tocam um nó. *Connectivity Number* relaciona-se ao número máximo de elementos que se encontram em um nó. Por último, *Element Volume Ratio* é definido como a

razão entre o maior volume de elemento e o menor volume de elemento que toca um nó. O valor deste último parâmetro é importante para o controle do *Expansion Factor*. Este fator é usado para especificar a taxa de engrossamento da malha, isto é, a taxa de crescimento dos volumes dos elementos, que controla a diferença de tamanho entre os elementos da malha.

As regiões de entrada e saída de fluido foram refinadas. Foram colocados elementos menores pois essas regiões são críticas, já que são regiões em que ocorre aumento abrupto da área de escoamento após a passagem do fluido por elas. Foi necessário também o refinamento de toda a região do separador próxima à sua parede, visto que essas regiões são caracterizadas pela ocorrência de grandes gradientes de velocidade. Para tanto, foi utilizado um recurso do software chamado *inflation*. Este recurso permite que sejam criadas camadas de elementos prismáticos (neste caso, cinco camadas) na parede da geometria, obtidos a partir das faces triangulares dos elementos tetraédricos da malha (ANSYS, CFX 12.1, 2009). Assim, o resultado foi uma malha híbrida, isto é, uma malha de elementos tetraédricos e elementos prismáticos (Figura 23).



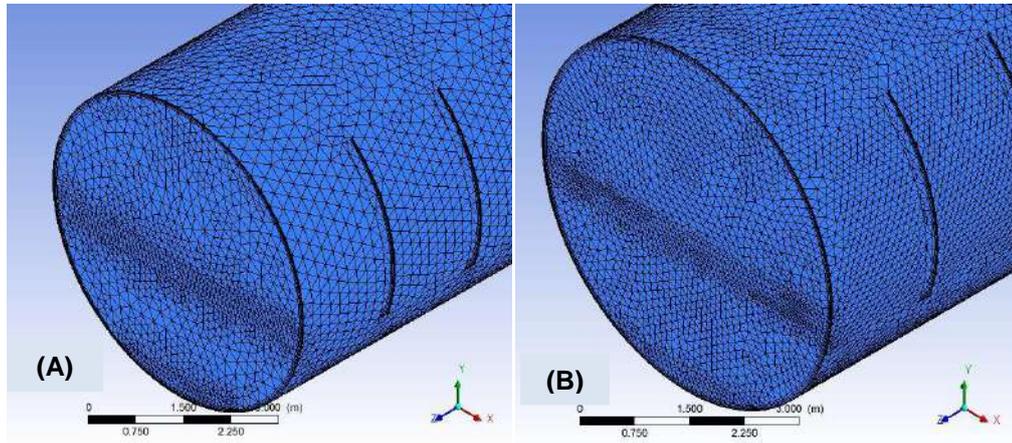
**Figura 23. Camadas de elementos prismáticos próximo à parede.**

### 5.3.1 TESTE DE MALHA

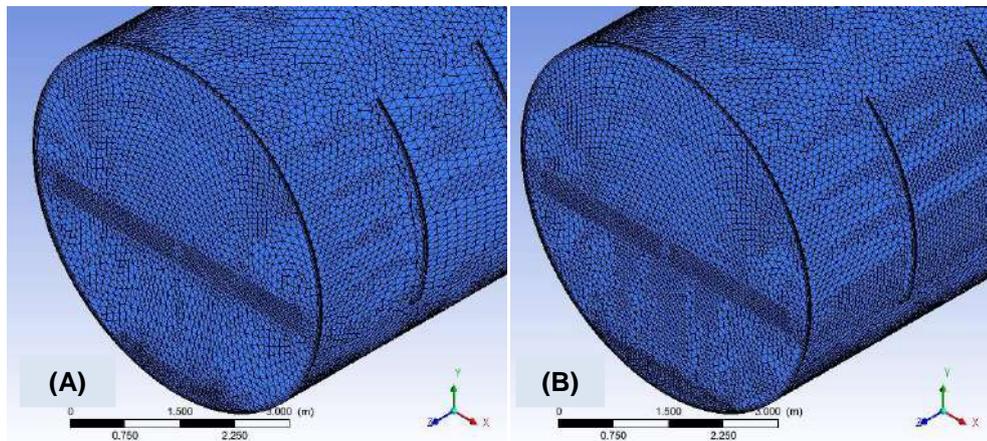
Um teste de malha foi realizado, partindo-se de uma malha mais grosseira até uma malha mais refinada, para que fosse feita a escolha do tamanho ideal dos elementos. Isso garante a utilização de uma malha que não interfira nos resultados das simulações e que é capaz de representar, através das simulações, resultados coerentes, mas que, ao mesmo tempo, não demande esforço computacional elevado e desnecessário.

Cinco malhas de elementos tetraédricos (todas com cinco camadas de elementos prismáticos na parede) com diferentes graus de refinamento foram construídas e testadas. A

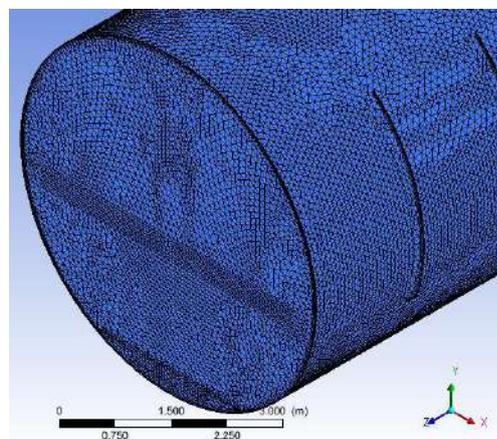
diferença entre os tamanhos dos elementos das cinco malhas podem ser vistos na Figura 24, Figura 25 e na Figura 26. A construção de todas estas malhas seguiu os mesmos critérios de qualidade, descritos no início do item 5.3. Os números de nós e elementos das cinco malhas testadas são listados na Tabela 3.



**Figura 24. Malha I (A) e Malha II (B)**



**Figura 25. Malha III (A) e Malha IV (B).**



**Figura 26. Malha V.**

**Tabela 3. Número de nós e elementos das malhas utilizadas no teste de malha.**

	<b>Malha I</b>	<b>Malha II</b>	<b>Malha III</b>	<b>Malha IV</b>	<b>Malha IV</b>
<b>Nós</b>	120.228	319.203	520.359	719.357	938.653
<b>Elementos</b>	513.768	1.454.519	2.486.066	3.447.339	4.584.825

As simulações realizadas no teste de malha foram trifásicas (água/óleo e gás) e realizadas com o domínio estacionário, isto é, não foi inserido no domínio o movimento relativo da plataforma de produção. As vazões mássicas de óleo e de água, assim como a quantidade de gás presente no domínio tiverem como base os dados de 2015 da curva de produção (20% em massa de água e 80% em massa de óleo, em relação à massa total de líquido), que será mostrada no item 6.1.2. Os parâmetros utilizados nessas simulações encontram-se na Tabela 4. Para todos os outros parâmetros, os valores foram os mesmos utilizados em todas as simulações deste trabalho e serão abordados na seção 5.4.

**Tabela 4. Parâmetros utilizados nas simulações do teste de malha.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Vazão mássica de água	31,0389 kg/s
Vazão mássica de óleo	109,3189 kg/s
Altura interface água/óleo	883,4 mm
Passo de Tempo	$8,5 \times 10^{-3}$ s

## 5.4 SIMULAÇÕES NUMÉRICAS

Nesta seção serão apresentados os detalhes das simulações realizadas após escolhida a malha ideal durante a etapa de teste de malha. Serão mostradas as definições das simulações: modelos utilizados, condições iniciais, condições de contorno e parâmetros de convergência.

### 5.4.1 PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO

As simulações trifásicas em regime transiente foram realizadas no programa CFX-Pre. O modelo de turbulência utilizado foi o  $k-\varepsilon$ , que também foi utilizado no trabalho de LALEH, SVRCEK e MONNERY (2010), em que foi simulado um separador bifásico através de CFD.

A pressão de referência do domínio, que é o interior do separador gravitacional, onde ocorre escoamento dos fluidos, foi definida como a própria pressão de operação do equipamento. O mesmo ocorreu para a temperatura do domínio. A Tabela 5 apresenta um resumo dos parâmetros aplicados às simulações deste estudo.

O modelo de escoamento homogêneo, caso limite da abordagem euleriana, foi selecionado para modelar o escoamento multifásico. Nesse modelo, as fases compartilham um mesmo campo de velocidades e temperatura. Essa escolha faz sentido, visto que no escoamento em estudo, as fases formam camadas totalmente estratificadas.

Para representar a situação de escoamento multifásico em que a separação das fases apresenta uma interface bem definida, o modelo conhecido como *volume of fluid (VoF)* foi empregado (ANSYS, CFX 12.1, 2009). Como este modelo geralmente requer a definição de condições iniciais apropriadas para a distribuição de frações volumétricas no interior do equipamento, foram criadas expressões para definir a localização das interfaces dos fluidos, que serão vistas no item 5.4.3. No CFX-Pre, para que este modelo possa ser usado, é necessário que a opção *Free Surface Model* seja aplicada. Esse modelo, sempre que possível, deve ser utilizado junto com o modelo homogêneo de escoamento.

Como o princípio de operação deste separador baseia-se, principalmente, na ação gravitacional, a opção de gravidade foi ativada.

**Tabela 5. Parâmetros utilizados nas simulações.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Pressão de referência	591,3 kPa abs
Temperatura dos fluidos	120° C
Modelo de turbulência	$k-\epsilon$
Modelagem matemática multifásica	Euleriana
Modelo de escoamento	Homogêneo
Modelagem da interface entre os fluidos	VoF
Opção de gravidade	Ativada
Tipo de simulação	Transiente
Tempo total de simulação	42s
Passo de tempo	$3,4 \times 10^{-2}$ s
Critério de convergência	RMS (Raiz do Desvio Quadrático Médio)
Resíduo Esperado	$1 \times 10^{-8}$
Esquema de controle numérico	<i>High Resolution</i>

#### 5.4.2 MODELAGEM DO MOVIMENTO RELATIVO DA PLATAFORMA

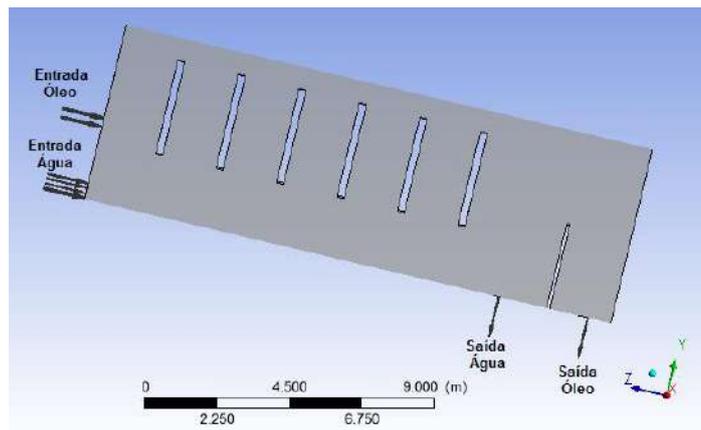
Em todas essas simulações, o domínio foi definido como não estacionário. Para isso, inseriu-se um movimento de arfagem (ou *pitch*) na geometria do separador, equivalente ao movimento do navio-plataforma devido às ondas do mar.

O movimento de arfagem ocorre na direção vertical, com rotação em torno do eixo  $x$ , que é o eixo horizontal transversal à embarcação (ver Figura 8 e Figura 20), estando  $z$  na direção axial e a origem dos eixos coordenados posicionada no centro de massa do separador.

As características do movimento de arfagem simulado, isto é, período e amplitude do movimento, correspondem à limitação do movimento para a operação do equipamento, utilizados em procedimentos de projeto. Segundo MENEZES (2011), os ângulos de *pitch* não podem ultrapassar  $2,5^\circ$  e os períodos de respostas devem ficar em torno de 14 a 20s. Períodos muito longos também impactam a planta de processo, pois quando a plataforma se inclina lentamente, há o favorecimento ao aparecimento de espaços vazios em alguns separadores ou fracionadoras. Como um período de 20s demandaria um tempo muito grande de simulação, optou-se por simular o período de 14s, que já exigia, em cada simulação, aproximadamente oito dias para ser atingido.

Foi ainda necessário considerar a limitação de  $0,5^\circ$  para os ângulos estáticos de banda (rotação de  $0,5^\circ$  para cima em torno do eixo  $x$ ) e *trim* (rotação de  $0,5^\circ$  para cima em torno do eixo  $z$ ). O ângulo de *trim* foi considerado conforme Figura 27, ou seja, considerou-se uma inclinação de  $0,5^\circ$  no sentido do escoamento. Esta configuração para o ângulo de *trim* seria a

crítica para a separação dos líquidos, de forma que essa inclinação fosse a mais favorável para que a água presente na câmara de separação pudesse passar para a câmara de óleo. Cabe ressaltar que na Figura 27, esse ângulo foi colocado de forma exagerada, apenas para melhor entendimento e visualização. As setas do representam às regiões de entrada de água e de óleo (no início do separador) e suas respectivas regiões de saída (localizadas no fundo do separador).



**Figura 27. Inclinação do separador no sentido do escoamento devido ao ângulo de trim.**

O movimento de arfagem aplicado à plataforma foi caracterizado como sendo formado por ondas regulares de pequenas amplitudes, periódicas e uniformes. Por este motivo, o movimento foi simulado através de funções senoidais. Assim, para este caso, a variação angular dada por este movimento é dada pela equação (16).

$$\theta = A \sin(\omega t) \quad (16)$$

onde  $A$  é igual a  $2,5^\circ$ , que é o ângulo máximo que o separador pode atingir (desconsiderando o ângulo de trim de  $0,5^\circ$ );  $t$  é o tempo. Para um período  $T$ , a velocidade angular  $\omega$  é dada pela equação (11):

$$\omega = 2\pi/T \quad (17)$$

No CFX-Pre, é necessário definir a velocidade angular com a qual o domínio se movimenta. Esta velocidade angular quando variável no tempo, como ocorre no caso estudado, deve ser inserida no programa. Assim, a partir da equação de variação de posição

do separador com o tempo, isto é, variação do ângulo em função do tempo, obtém-se a equação (12), que corresponde à variação da velocidade angular em função do tempo.

$$V_{teta} = \frac{d\theta}{dt} = A\omega\cos(\omega t) \quad (18)$$

Na Figura 28 é mostrado um gráfico com as curvas resultantes das equações para a variação angular e de velocidade do movimento. É importante ressaltar que ângulos negativos dizem respeito aos instantes de tempos em que o equipamento está inclinado no sentido contrário ao escoamento. O maior valor, em módulo, que esse ângulo pode atingir ocorre aproximadamente em  $t=4s$ , e possui o valor de  $0,0349 \text{ rad}$  ou  $2^\circ$ , já que é necessário descontar o ângulo de *trim*. Já ângulos positivos estão relacionados aos instantes de tempo em que o separador está inclinado no mesmo sentido do escoamento, sendo o valor máximo de  $0,0524 \text{ rad}$  ou  $3^\circ$  ( $2,5^\circ$  de amplitude máxima do movimento somado aos  $0,5^\circ$  de *trim*), ocorrendo em  $t=11s$  (Figura 29). O lado direito do equipamento eleva-se  $29 \text{ cm}$  quando no tempo de  $4s$  e o lado esquerdo do separador eleva-se  $42 \text{ cm}$  quando o equipamento está inclinado no tempo de  $11s$ .

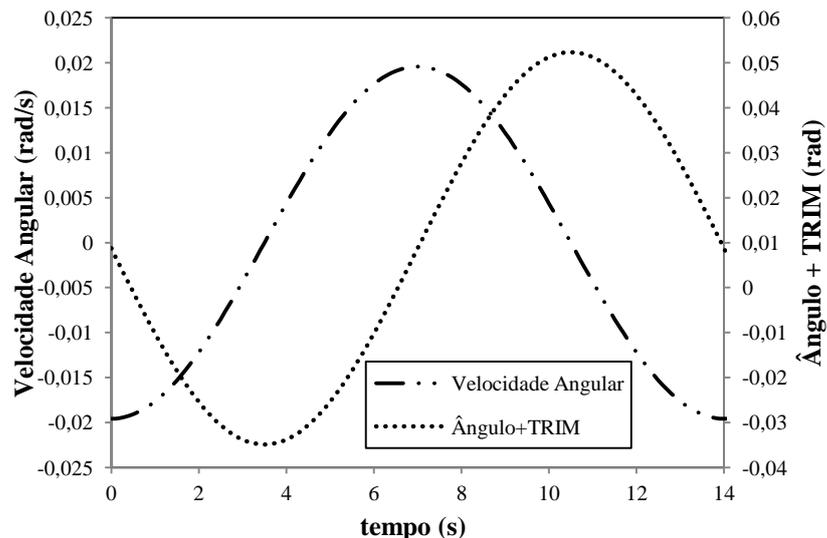
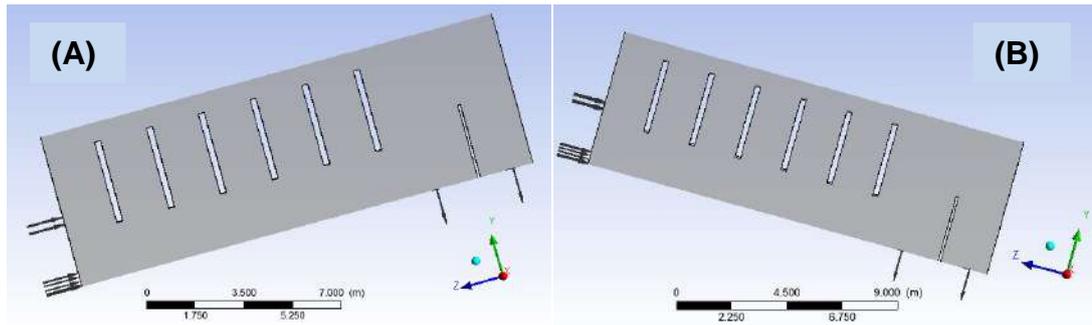


Figura 28. Variação de velocidade e ângulo característicos do movimento de arfagem simulado.



**Figura 29. Separador posicionado no sentido contrário ao escoamento (A) e a favor (B). Ângulos propositalmente exagerados para facilitar a visualização.**

Em simulações em regime transiente, é necessário definir um tempo total de simulação. Para os casos em estudo, o tempo total de simulação especificado foi de quarenta e dois segundos (42s), que é o tempo de três períodos completos para o movimento estudado.

#### 5.4.3 CONDIÇÕES INICIAIS E CONDIÇÕES DE CONTORNO

As condições de contorno dizem respeito às condições nas entradas e saídas de fluido do domínio.

Inicialmente, foram realizadas quatro simulações com condições de contorno diferentes para as regiões de entrada de água e óleo. Em cada uma delas, foram definidas diferentes razões entre as vazões mássicas de líquido, sempre aumentando a vazão mássica de água em relação à vazão mássica total de líquido (Tabela 7), com o objetivo de se analisar para quais proporções (ou a partir de qual proporção) a separação da água e do óleo fica comprometida devido à influência do movimento das ondas do mar. Para os quatro cenários (A, B, C e D), os dados de vazão mássica dos fluidos e suas propriedades físicas basearam-se nos dados referentes ao ano de 2015 da curva de produção da plataforma apresentado por AMBROSIO (2007), mostrado na Tabela 6. A vazão mássica de gás não foi considerada em todos os casos, já que não há região de entrada e saída para este fluido. Entretanto, o valor de vazão mássica do gás foi utilizado no cálculo da quantidade de gás presente no domínio.

**Tabela 6. Dados de produção e propriedades dos fluidos (AMBROSIO, 2007).**

Variável	Óleo	Água	Gás
Vazão mássica (kg/h)	393.548	111.740	2.172,8
Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	903,7	1.078,1	3,9
Viscosidade (cP)	55,7	0,23	0,0128
Fração volumétrica	0,3972	0,0946	0,5082

**Tabela 7. Os quatro cenários de diferentes proporções água/óleo simulados.**

Cenário	Proporção de água em relação à vazão mássica total de líquido	Vazão Mássica de água (kg/s)	Vazão Mássica de óleo (kg/s)
A	80%	112,3	28,1
B	60%	84,2	56,1
C	50%	70,2	70,2
D	40%	56,1	84,2

Nas condições de contorno para as regiões de saída de água e óleo, as vazões mássicas desses fluidos foram inseridas como sendo iguais, respectivamente, às vazões de entrada desses fluidos, respectivamente.

Condições iniciais foram necessárias nas simulações. Cada simulação partia de um estado estacionário, definido pelas alturas normais de líquido no interior do separador, que, por sua vez, foram calculadas a partir das condições de vazões mássicas de entrada de água e óleo em cada cenário.

As alturas normais de líquido claramente definem as alturas das interfaces entre os fluidos nas regiões antes do vertedor (uma região trifásica). Essas alturas, além de necessárias à boa modelagem do escoamento pelo *VoF*, foram importantes para o posicionamento das entradas de água e óleo, como explicado no item 5.4.1.

O cálculo das alturas normais de líquido foi obtido através da equação (19), que fornece a altura de líquido em um recipiente cilíndrico deitado, dado o volume de líquido (INTERAULA, 2011). Desta forma, a altura de água antes do vertedor foi calculada, em cada caso simulado.

$$\frac{V_{\text{água}}}{L} = \frac{\pi}{2} r^2 - r^2 \arcsen\left(\frac{r - h_{\text{água}}}{r}\right) + (h_{\text{água}} - r) \sqrt{r^2 - (h_{\text{água}} - r)^2} \quad (19)$$

onde  $V_{\acute{a}gua}$  é o volume de água presente na câmara de separação,  $L$  o comprimento do separador até o vertedor (porque é nesta região em que estará presente toda a água),  $r$  o raio do separador gravitacional e  $h_{\acute{a}gua}$  a altura de água, isto é, a altura da interface água/óleo.

Para cada caso,  $V_{\acute{a}gua}$  foi calculado a partir das frações volumétricas de fluido e do volume útil do equipamento (de  $391,7m^3$ , descontando os volumes ocupados pelos quebra-ondas e pelo vertedor). Esses valores, assim como as alturas das interfaces água/óleo na região trifásica partindo-se do fundo do separador, são apresentados na Tabela 8.

**Tabela 8. Frações volumétricas de água e altura da interface água/óleo nos cenários simulados.**

Cenário	Fração Volumétrica Água	Altura da interface água/óleo (mm)
A	0,3592	2.331
B	0,2648	1.833
C	0,2188	1.597
D	0,1736	1.354

Como na câmara de separação a altura da camada de óleo não passava da altura do vertedor (já que ao atingir essa altura, o óleo verte para a câmara de óleo), a altura da interface gás/óleo nessa região foi de  $2.721mm$ , que é a própria altura do vertedor a partir do fundo do separador.

A altura de óleo na região após o vertedor, entretanto, foi determinada de tal forma que quando o vertedor atingisse máxima inclinação no sentido contrário ao escoamento durante o primeiro período do movimento, não houvesse retorno do óleo presente na câmara após o vertedor para a câmara antes do vertedor. Nos casos reais, o controle da altura da interface gás/óleo na câmara de óleo não permite que o óleo já separado da água passe para a região antes do vertedor. Assim, a altura de óleo definida para a segunda câmara foi de  $1.011mm$ , a partir do fundo do equipamento.

Através das alturas das interfaces, foi possível determinar a distribuição dos fluidos no domínio, isto é, como as frações volumétricas de fluidos se distribuam no equipamento no início do problema (estado estacionário). As expressões de frações volumétricas de água, gás e óleo, que representam a determinação de fases bem definidas, são condições iniciais do problema definidas pelas equações a seguir.

$$f_{vg\acute{a}s} = \begin{cases} f_{vg\acute{a}s2}, & \text{se } z < z_{vertedor} \\ f_{vg\acute{a}s1}, & \text{se } z > z_{vertedor} \end{cases} \quad (20)$$

$$f_{v\u00e1gua} = \begin{cases} f_{v\u00e1gua2}, & \text{se } z < z_{vertedor} \\ f_{v\u00e1gua1}, & \text{se } z > z_{vertedor} \end{cases} \quad (21)$$

$$f_{v\u00f3leo} = \begin{cases} f_{v\u00f3leo2}, & \text{se } z < z_{vertedor} \\ f_{v\u00f3leo1}, & \text{se } z > z_{vertedor} \end{cases} \quad (22)$$

onde  $f_{vg\u00e1s}$ ,  $f_{v\u00e1gua}$  e  $f_{v\u00f3leo}$  s\u00e3o as fra\u00e7\u00f5es volum\u00e9tricas de g\u00e1s, \u00e1gua e \u00f3leo no dom\u00ednio, respectivamente;  $z_{vertedor}$  \u00e9 a posi\u00e7\u00e3o do vertedor no separador;  $f_{vg\u00e1s1}$ ,  $f_{v\u00e1gua1}$  e  $f_{v\u00f3leo1}$  as fra\u00e7\u00f5es volum\u00e9tricas de g\u00e1s, \u00e1gua e \u00f3leo na c\u00e2mara de separa\u00e7\u00e3o (equa\u00e7\u00f5es 23, 25 e 27);  $f_{vg\u00e1s2}$ ,  $f_{v\u00e1gua2}$  e  $f_{v\u00f3leo2}$  as fra\u00e7\u00f5es volum\u00e9tricas de g\u00e1s, \u00e1gua e \u00f3leo na c\u00e2mara de \u00f3leo (equa\u00e7\u00f5es 24, 26 e 28).

$$f_{vg\u00e1s1} = \text{degrau} \left( \frac{y - h_{vertedor}}{1m} \right) \quad (23)$$

$$f_{vg\u00e1s2} = \text{degrau} \left( \frac{y - h_{\u00f3leo2}}{1m} \right) \quad (24)$$

$$f_{v\u00e1gua1} = \text{degrau} \left( \frac{h_{\u00e1gua} - y}{1m} \right) \quad (25)$$

$$f_{v\u00e1gua2} = 0 \quad (26)$$

$$f_{v\u00f3leo1} = 1 - f_{vg\u00e1s1} - f_{v\u00e1gua1} \quad (27)$$

$$f_{v\u00f3leo2} = \text{degrau} \left( \frac{h_{\u00f3leo2} - y}{1m} \right) \quad (28)$$

Ap\u00f3s a realiza\u00e7\u00e3o dessas simula\u00e7\u00f5es, foi realizada uma quinta simula\u00e7\u00e3o sem os quebra-ondas para o cen\u00e1rio em que houve a passagem de \u00e1gua para a c\u00e2mara de \u00f3leo, de forma que fosse analisada a influ\u00eancia desse dispositivo no equipamento quando este est\u00e1 submetido aos movimentos das ondas do mar.

## 6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 6.1 TESTE DE MALHA

Para analisar as malhas empregadas no teste de malha de forma que fosse selecionada a malha ideal a ser utilizada nas cinco simulações, foram plotados dois gráficos da variação da densidade em duas regiões distintas do separador gravitacional, ao longo de dois diâmetros (Figura 30), um antes e outro depois do vertedor, para o tempo de 1s.

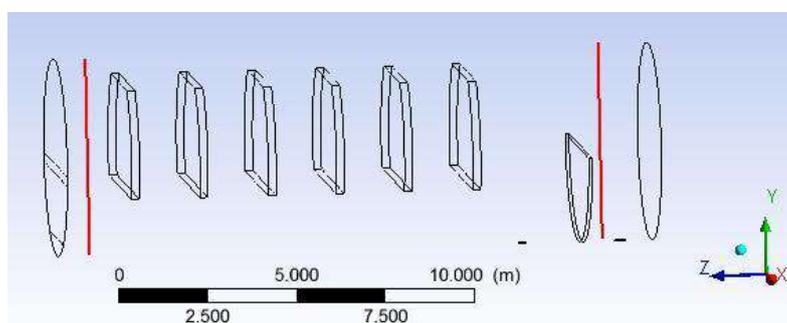
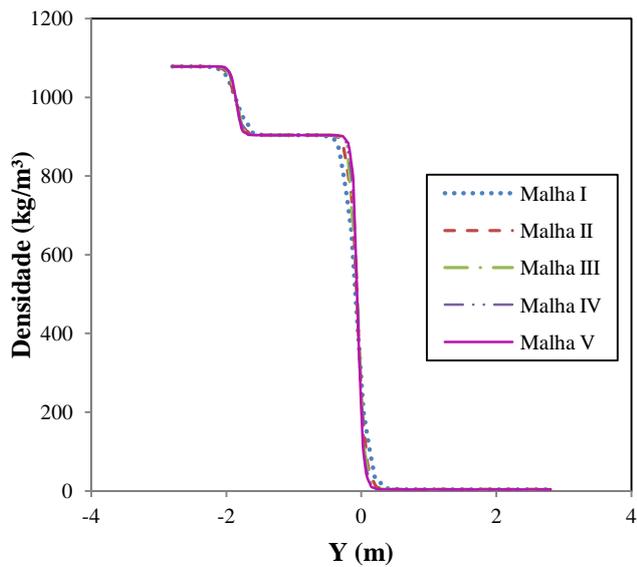


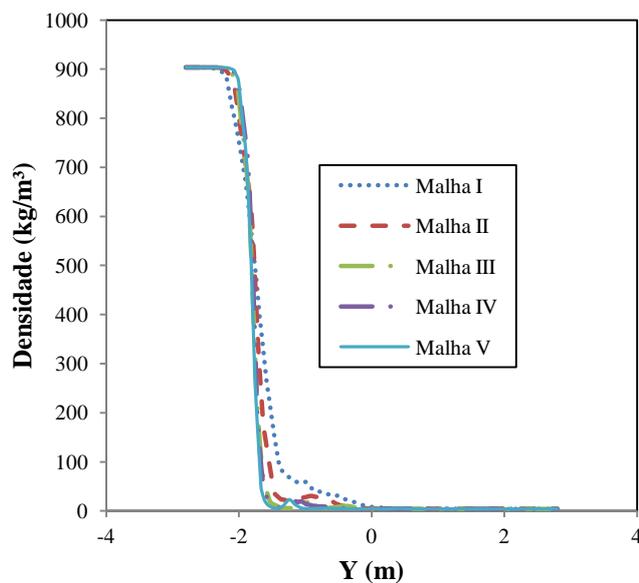
Figura 30. Diâmetros verticais em que se mediu a densidade dos fluidos.

A Figura 31 representa o comportamento da densidade ao longo do diâmetro vertical localizado antes do vertedor. Nesta região do vaso, o escoamento no interior do equipamento é trifásico (água, óleo e gás). A curva de distribuição de densidade apresenta três patamares bem definidos, separados pelas interfaces entre os fluidos. O primeiro patamar refere-se à camada de água que se deposita no fundo do separador, devido ao efeito gravitacional atuante e por ser o mais pesado entre os três fluidos presentes. O segundo patamar refere-se à densidade do óleo e o terceiro ao gás, fluido menos denso entre os três fluidos em escoamento. É possível observar que os valores de densidade observados nesta figura estão de acordo com a Tabela 6.



**Figura 31. Curvas de densidade ao longo da altura do separador, antes do vertedor para as diferentes malhas.**

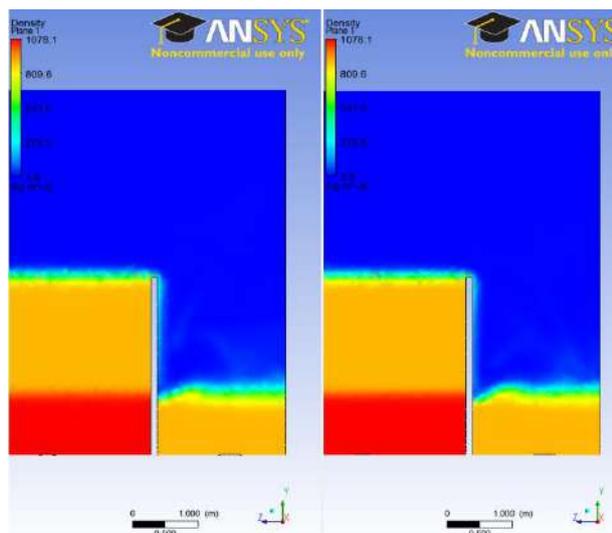
Para um diâmetro vertical pertencente à região do vaso após o vertedor (região predominantemente bifásica), a distribuição dos fluidos no equipamento apresenta apenas dois patamares – um para o gás (menos denso) e outro para o óleo (mais denso) – separados pela interface gás-óleo (Figura 32).



**Figura 32. Curvas de densidade ao longo da altura do separador, após o vertedor para as diferentes malhas.**

Os patamares representam camadas de fluidos estratificadas e por isso as curvas obtidas para as diferentes malhas para esses valores constantes de densidade não apresentam diferença entre si. A diferença entre as curvas para os distintos graus de refinamento das malhas encontra-se nas regiões das curvas que representam a interface entre os fluidos. Como pode ser observado, as malhas III e IV apresentaram resultados muito próximos.

A Figura 33 mostra a distribuição de fluido (através da densidade) em um plano que passa exatamente no meio do separador ao longo de seu comprimento, no plano  $yz$ . Nesta figura, a camada vermelha representa a água, mais densa, que só aparece na câmara de separação, isto é, na região antes do vertedor. A camada amarela refere-se ao óleo e a azul ao gás, fluido menos denso. As espessuras das interfaces gás-óleo e óleo-água antes e depois do vertedor para as malhas III e IV mostram-se muito próximas. Portanto, a malha III, de aproximadamente 520 mil nós, foi selecionada para o desenvolvimento do restante do trabalho.



**Figura 33. Distribuição de densidade dos fluidos ao longo de um plano vertical no separador para as malhas III (à esquerda) e IV (à direita).**

## 6.2 RESULTADOS GERAIS

### 6.2.1 ALTERAÇÃO DO PASSO DE TEMPO

O passo de tempo de  $8,5 \times 10^{-3} s$  utilizado no teste de malha exigia muito tempo (cerca de oito dias) para completar até mesmo o primeiro período do movimento. Por isso, foi realizado um teste para analisar se o aumento desse passo de tempo poderia ser realizado. Já

utilizando a malha III, foi realizada uma simulação para analisar se um passo de tempo quatro vezes maior não alteraria os resultados das simulações com o domínio em movimento.

Diferentes tamanhos de passos de tempo teriam efeito similar a malhas com diferentes números de elementos (e nós). A seguinte comparação poderia ser feita: um passo de tempo menor seria equivalente a uma malha com um maior número de elementos, ou seja, maior seria o tempo de simulação.

A Figura 34 mostra a curva de distribuição de densidade na câmara de separação para diferentes tempos dentro do primeiro período do movimento. É possível verificar que as curvas para o maior e o menor passo de tempo coincidem. Desta forma, foi possível utilizar o passo de tempo de  $3,4 \times 10^{-2} s$  para o prosseguimento das simulações.

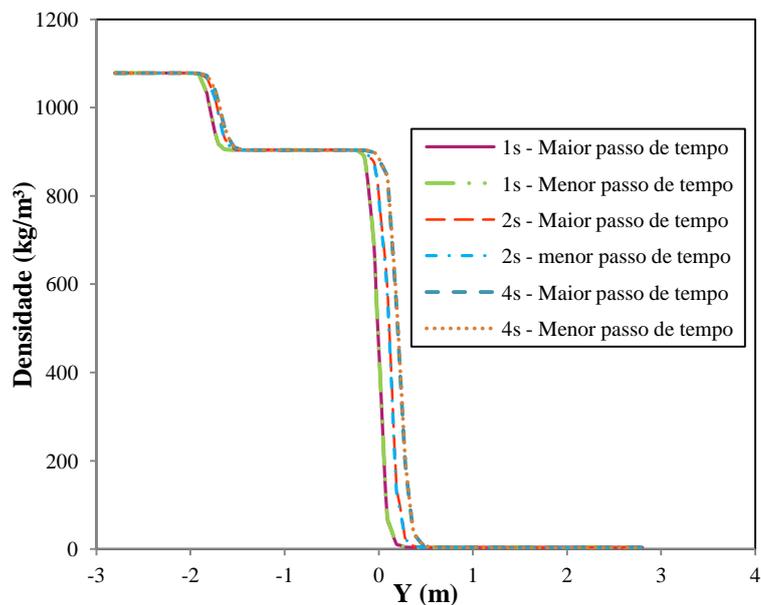


Figura 34. Comparação entre o passo de tempo utilizado no teste de malha ( $8,5 \times 10^{-3} s$ ) e um passo de tempo maior ( $3,4 \times 10^{-2} s$ ).

### 6.2.2 DISTRIBUIÇÃO DOS FLUIDOS NO DOMÍNIO

As figuras de distribuição de densidade em função do diâmetro vertical obtidos nas simulações do teste de malha mostram como os fluidos se dispõem no domínio. Essa distribuição pode ser conferida através de gráficos das frações volumétricas dos fluidos na câmara de separação (Figura 35) e na câmara de óleo (Figura 36).

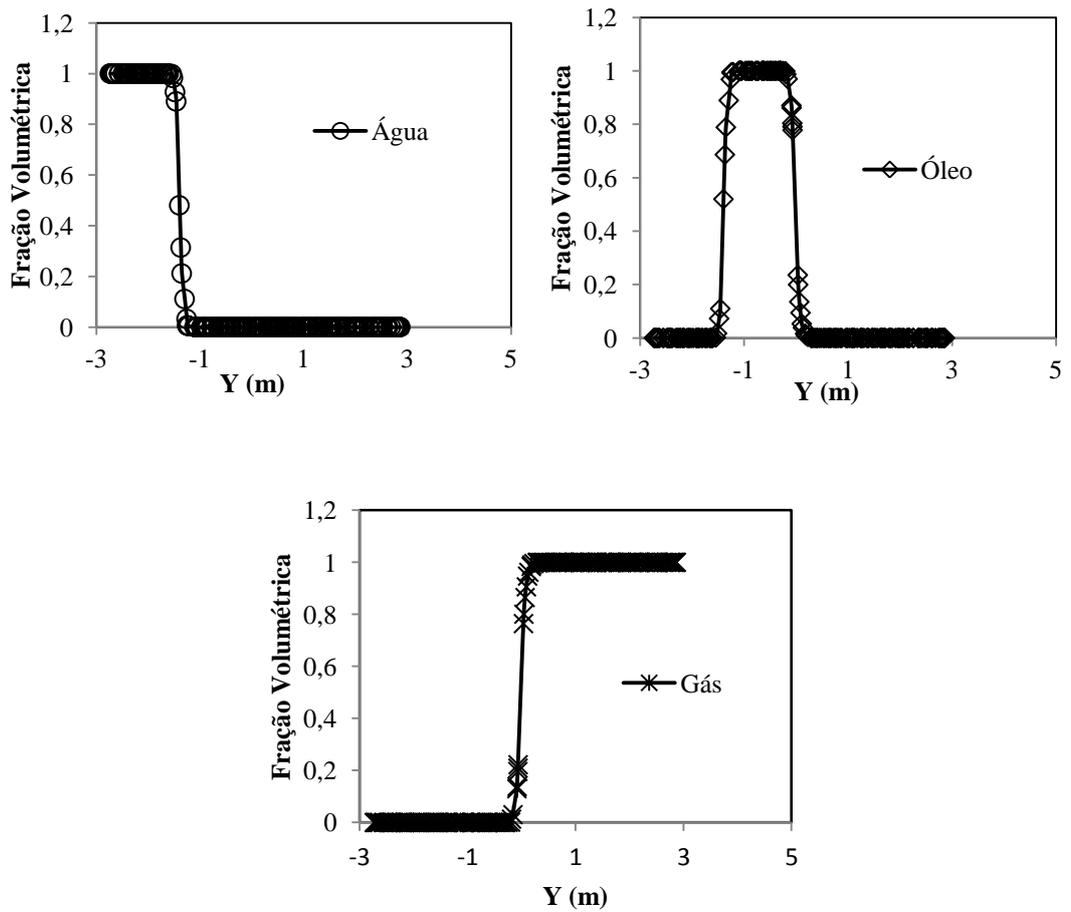


Figura 35. Frações volumétricas dos fluidos antes do vertedor.

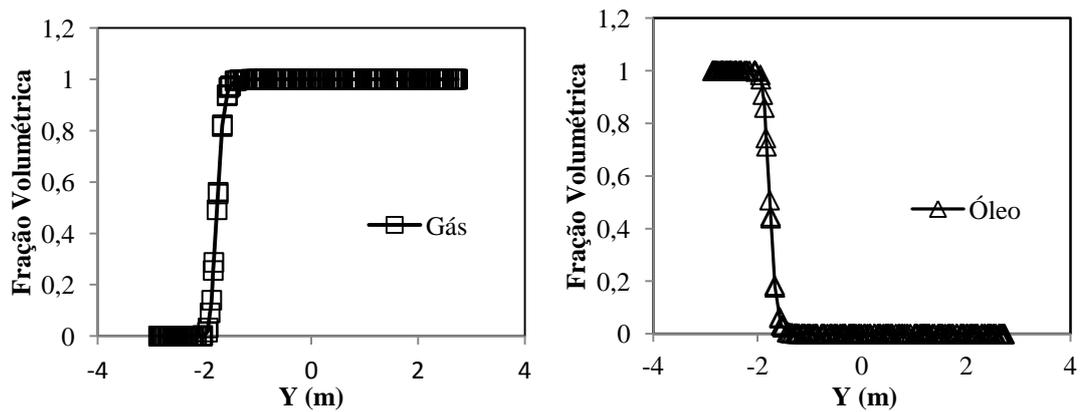
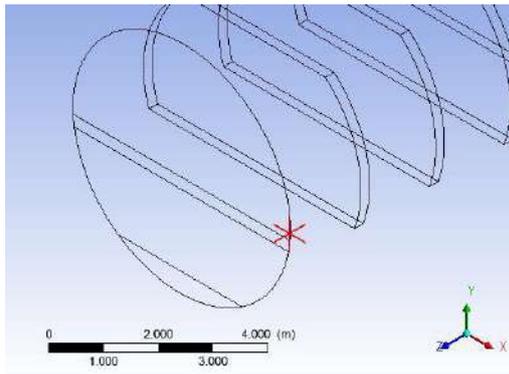


Figura 36. Frações Volumétricas dos fluidos depois do vertedor.

### 6.2.3 VERIFICAÇÃO DO MOVIMENTO INSERIDO NO DOMÍNIO

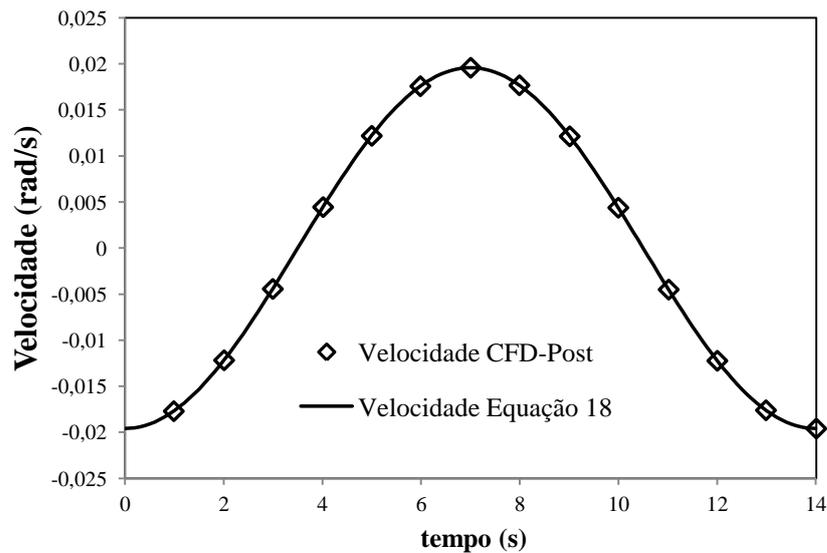
Foi necessário verificar se os valores de velocidade angular calculados nas simulações computacionais, para diferentes tempos, estavam de acordo com os valores previstos pela

expressão para variação da velocidade angular (equação 18). Para tanto, um ponto suficientemente próximo à parede do separador, perto da entrada de óleo, foi plotado (Figura 37) e o valor da velocidade angular foi verificado através da velocidade do fluido naquele ponto. Na parede do equipamento, a condição de aderência do fluido faz que sua velocidade seja igual à velocidade da parede, e, portanto, a velocidade com a qual o separador está se movimentando.



**Figura 37. Ponto bem próximo à parede do vaso em que foi medida a velocidade angular.**

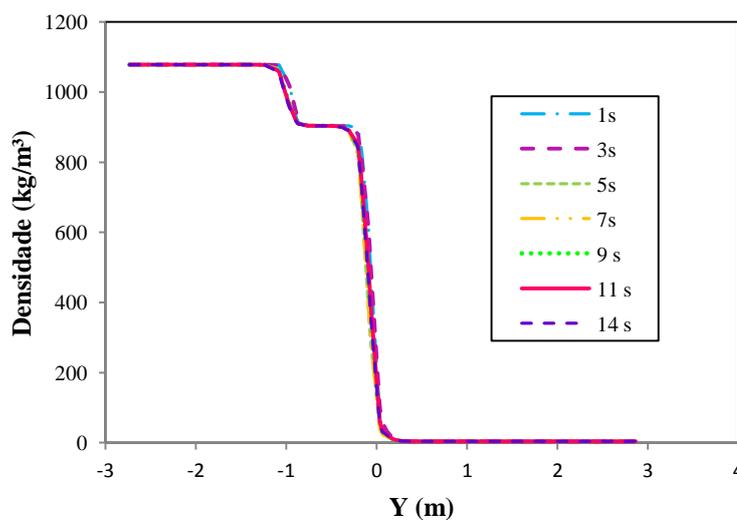
A comparação entre a velocidade angular calculada pela expressão e a velocidade angular dada pelo CFD-Post pode ser vista no gráfico da Figura 38. Observa-se que os valores dados pelo programa coincidem com a curva gerada pela expressão.



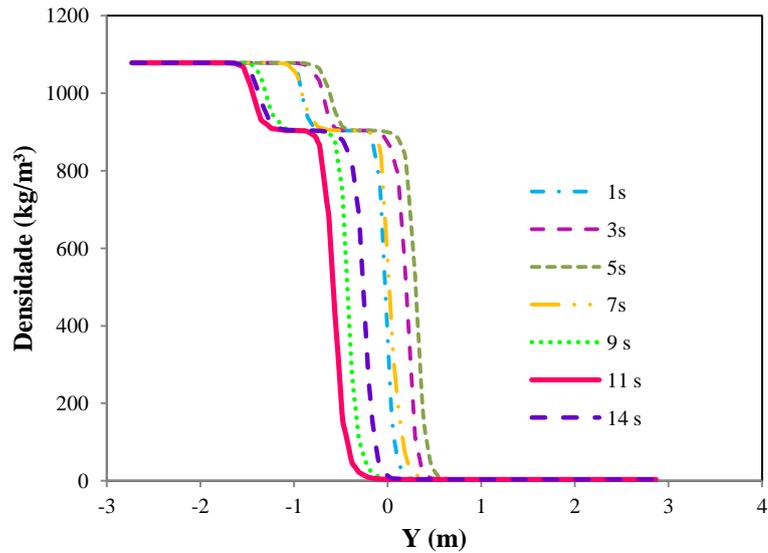
**Figura 38. Comparação entre os valores de velocidade angular dados pela equação (18) e pela simulação.**

#### 6.2.4 INFLUÊNCIA DO MOVIMENTO RELATIVO DAS PLATAFORMAS DE PRODUÇÃO

Para análise da influência do movimento de arfagem na separação dos fluidos água e óleo no separador, foram realizadas simulações com e sem a inserção deste movimento para o cenário B (60% em massa de água em relação à massa total de líquido). Através da Figura 39 e da Figura 40, é possível notar que, para a simulação com movimento, há translação da posição das interfaces entre os fluidos ao longo do tempo – no intervalo de 1 a 14 segundos, sendo 14s o tempo equivalente a um período inteiro. Já na situação em que não há o movimento, as regiões de interface mantêm-se na mesma posição (Figura 39). O tempo de 7s equivale a meio período, tempo em que o separador volta a ficar aproximadamente na posição horizontal (inclinação de  $0,5^\circ$ , equivalente ao ângulo de *trim*). A posição na qual a distribuição de densidade foi analisada é aquela mostrada pelo diâmetro vertical localizado antes do vertedor, ilustrado na Figura 30.

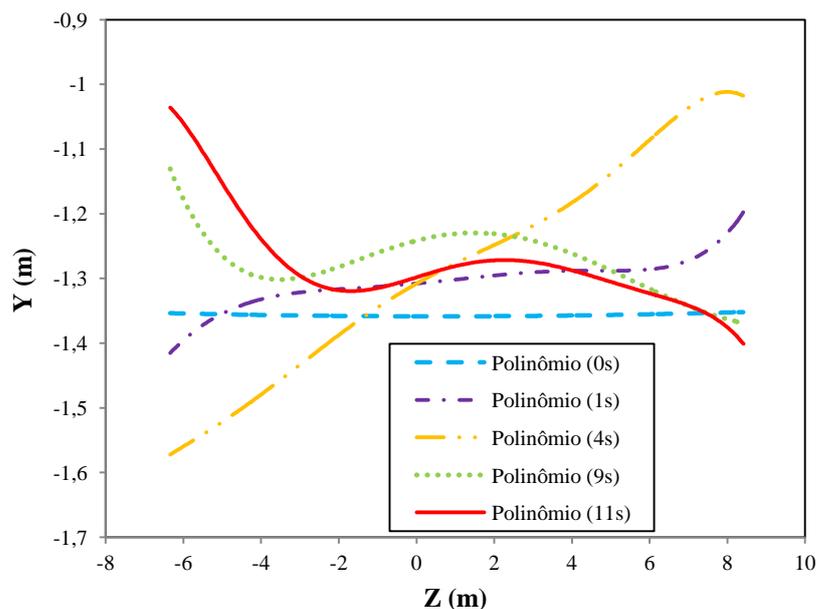


**Figura 39. Distribuição da densidade na região antes do vertedor para diferentes tempos de simulação do cenário B sem movimento.**



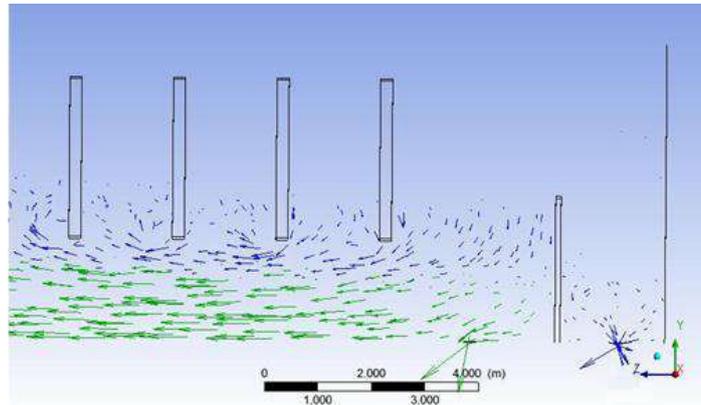
**Figura 40. Distribuição da densidade na região antes do vertedor para diferentes tempos de simulação do cenário B com movimento.**

A Figura 41 mostra a altura da interface água/óleo ao longo do comprimento do separador, para diferentes tempos. Como a quantidade de pontos exportados do CFD-Post era grande para cada instante de tempo, a visualização do formato das curvas de altura da interface água/óleo se tornava difícil. Por isso, foi necessária a aproximação dos pontos gerados por polinômios, através do Excel. Como mencionado anteriormente, no tempo de 4s a posição do separador é próxima da maior inclinação que se pode atingir com esse movimento no sentido contrário ao escoamento, enquanto que o tempo de 11s equivale à maior inclinação no sentido a favor do escoamento.



**Figura 41. Altura da interface água/óleo ao longo do comprimento do separador, para diferentes tempos de simulação.**

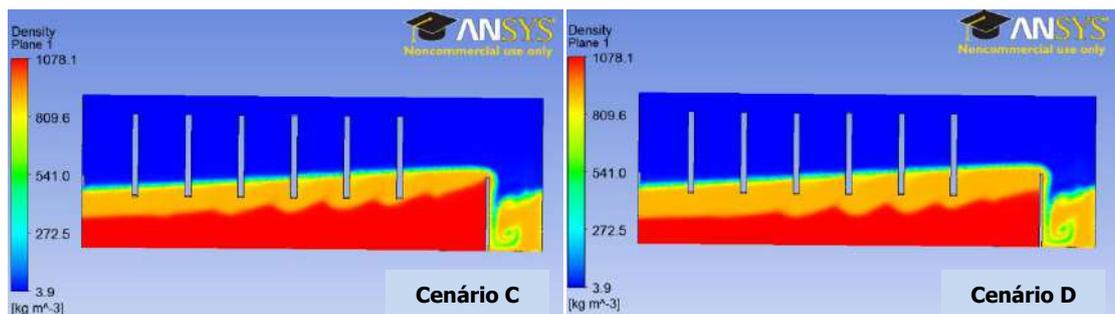
Na Figura 42, tem-se os vetores velocidade da água e do óleo no tempo de 2s, quando o separador atinge  $1,45^\circ$  no sentido contrário ao escoamento, o equivalente a uma altura de 21 cm. Pode-se perceber que os fluidos caminham na direção contrária à da entrada de fluidos, e por isso a altura de líquido aumenta nessa região.



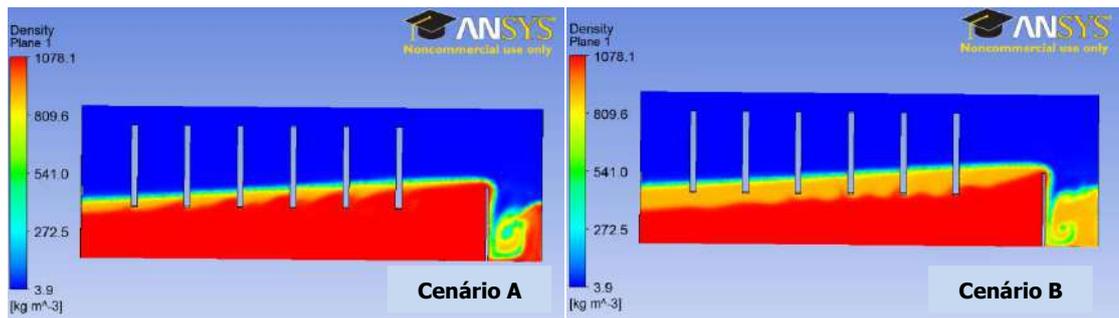
**Figura 42. Vetores velocidade para água (camada inferior de fluido, em verde) e óleo (camada superior de fluido, em azul) no separador sob ação do movimento de arfagem, para o tempo de 2s.**

Analisou-se, para os quatro diferentes casos de proporções água/óleo, um plano em yz com a distribuição de densidade dos fluidos no tempo de 11s (Figura 43 e Figura 44), que seria aquele em que a possibilidade de transferência de água para depois do vertedor seria maior, prejudicando o desempenho do separador, já que os fluidos separados tenderiam a se misturar novamente. Nos cenários C e D, como pode ser observado, não há escoamento de água para câmara de óleo, apesar do movimento que o separador está submetido. Para os cenários A e B, entretanto, observa-se que ocorre transferência de água para a região após o vertedor, e este líquido volta a se misturar ao óleo.

A água que escoar para depois do vertedor, após algum tempo, devido à ação gravitacional e por ser mais densa que o óleo, tende a se depositar abaixo do óleo. O separador então passaria a produzir água oleosa pela sua saída de óleo.

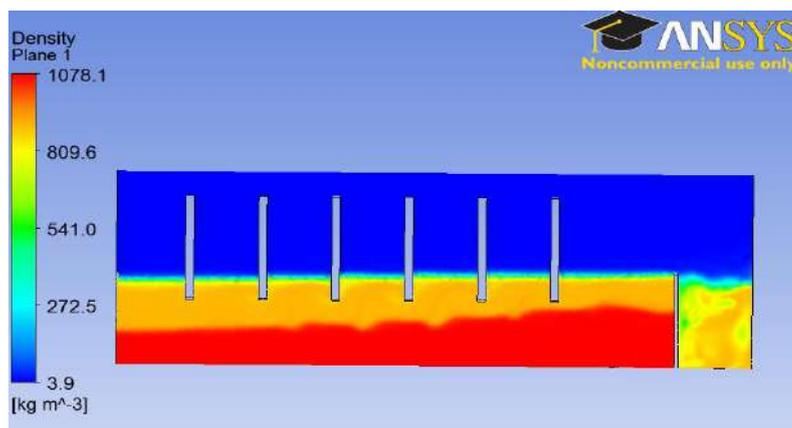


**Figura 43. Plano com distribuição de densidade no tempo de 11s para os cenários C e D.**



**Figura 44. Plano com distribuição de densidade no tempo de 11s para os cenários A e B.**

Mesmo nos casos em que o movimento de *pitch* não prejudica a separação dos fluidos (no sentido de prover a passagem de água para a região bifásica do separador), a performance do equipamento é comprometida. A Figura 45 mostra o mesmo plano de distribuição de densidade para o tempo de 14s, um período completo do movimento. Os movimentos da plataforma fazem com que óleo se acumule na câmara de separação, aumentando o nível de óleo após o vertedor. Isso traz dificuldade no controle de nível de óleo, já que a altura da interface gás/óleo é alterada. Para que o óleo não retorne para a primeira câmara, o controle de nível de óleo na região após o vertedor deve ser muito acurado. Caso o nível do óleo não seja diminuído nessa segunda câmara e a plataforma ainda esteja sujeita aos movimentos das ondas do mar, pode ser que haja o retorno do óleo já separado para a câmara anterior.



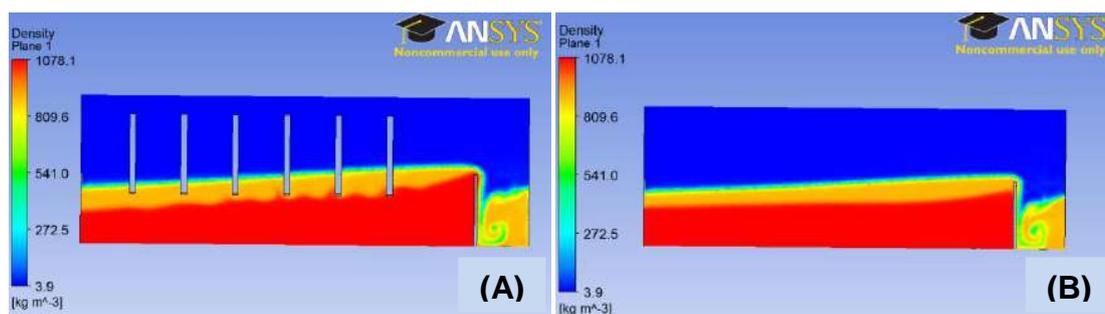
**Figura 45. Distribuição de densidade dos fluidos no interior do separador para o tempo de 14s (um período completo): nível de óleo na segunda câmara aumenta muito devido à arfagem.**

## 6.2.5 INFLUÊNCIA DOS QUEBRA-ONDAS

De forma que pudesse ser visto como a presença dos quebra-ondas influencia e auxilia no controle dos efeitos causados pelos movimentos das ondas do mar, foi realizada uma simulação sem os quebra-ondas para o caso de 60% em massa de água (cenário B), que foi, dentre os cenários estudados, o cenário limite no qual houve a passagem de água por sobre o vertedor. Essa simulação foi comparada com a simulação com esses dispositivos no interior do vaso separador (Figura 46).

Entretanto, através da análise da distribuição de densidades, percebe-se que nesse caso sem os quebra-ondas, apesar do movimento das ondas do mar, não ocorreu escoamento de água para a região após o vertedor. Esperava-se que, na presença dos quebra-ondas, água não passaria para a segunda câmara. Isso pode ter ocorrido porque os quebra-ondas foram representados como barreiras sólidas, que retêm o óleo nas regiões entre dois deles. Com isso, água acaba passando para o outro lado.

Todavia, como mostrado por FRANKIEWICZ e LEE (2002), a presença desses anteparos, ainda que sólidos e que impeçam a passagem do óleo, amortecer o movimento do fluido no separador devido ao movimento. Porém, é importante que os quebra-ondas sejam porosos para que o óleo possa ser recolhido na câmara após o vertedor sem que água passe para esta mesma câmara.



**Figura 46. Plano com distribuição de densidades para o cenário B no tempo de 11s para simulações com (A) e sem (B) quebra-ondas.**

## 7 CONCLUSÕES

Com bases nos resultados encontrados no presente trabalho, pode-se concluir:

- O movimento de arfagem simulado ( $5^\circ$ , sendo  $2,5^\circ$  para cima e  $2,5^\circ$  para baixo em um tempo total de 14s), apesar de modificar a altura da interface água-óleo para todos os cenários de proporção entre as vazões mássicas de água e óleo, não afeta a separação destes líquidos até a proporção estudada de 50%, em massa, para cada líquido. Isso porque, até esta proporção, a água separada do óleo na câmara de separação não escoava para a câmara de óleo quando o separador atinge a maior inclinação possível;
- Para as proporções de água de 60 e 80%, em massa, o movimento ao qual as plataformas de produção estão submetida prejudicou a separação, fazendo com que água passasse para a câmara de óleo. Isto indica que a proporção limite de água na qual não ocorre transferência desta para a região após o vertedor (câmara de óleo) está situada entre 50 e 60%, em massa, de água;
- Para o caso de 60% em massa de água, a simulação sem os quebra-ondas mostra que, apesar do movimento da plataforma, a água não passa para a câmara de óleo, não saindo pela saída de óleo. Isto pode ser atribuído ao fato dos quebra-ondas não terem sido representados como barreiras porosas, fazendo com que óleo fique retido nas regiões entre os quebra-ondas, com a consequente passagem de água para o outro lado. Ressalta-se, assim, a necessidade desses dispositivos serem porosos.
- O movimento relativo da plataforma torna difícil o controle de nível no interior do equipamento. Um controle acurado do nível de óleo na região após o vertedor é exigido, principalmente para que não haja retorno de óleo separado de volta para a câmara de separação água/óleo/gás.

## 8 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Construir a geometria dos quebra-ondas como dispositivos porosos, realizando-se simulações com dois domínios: um para o separador e um para o conjunto de quebra-ondas;
- Analisar qual seria a melhor forma de distribuir e qual o número ideal de quebra-ondas no interior do separador;
- Analisar a influência de outros tipos de movimentos angulares sobre o desempenho de separadores gravitacionais, como, por exemplo, o movimento de *roll* acoplado ao movimento de arfagem;
- Levar em consideração, nas simulações, o controle de nível existente em separadores gravitacionais, de modo que quando o nível de óleo aumentar na região após o vertedor, a vazão de saída de óleo aumente, diminuindo a altura da interface gás/óleo. Da mesma forma, considerar o controle da altura da interface água/óleo antes do vertedor;
- Comparar os resultados obtidos neste trabalho com o ANSYS CFX aos obtidos com o ANSYS Fluent e avaliar qual software melhor resolve problemas envolvendo separadores gravitacionais em plataformas flutuantes.

## 9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, J. V. B. **Previsão da Dispersão de Poluentes no Túnel Rebouças com o Auxílio de CFD**. 2009. 63 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- AMBROSIO, R. D. **Simulação Numérica de um Separador Gravitacional para a Segregação Óleo-Gás em Plataformas de Produção de Petróleo**. 2007. 79 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- ANSYS Inc., Manual do CFX 12.1, 2009.
- ANZAI, T. K. **Fluidodinâmica Computacional e equações empíricas para a estimativa da queda de pressão em ciclones**. 2010. 67 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- A Queima de Gás Natural no Brasil. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2002. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=2430](http://www.anp.gov.br/?dw=2430)>. Acesso em: 11 Dezembro 2011.
- CLARK, M. E. Wave motion turbulence control in floating production systems. **Offshore**, June 1995.
- COELHO, D. B. **Desempenho de um Hidrociclone para a Separação de Águas Oleosa** 2011. 52 f. Monografia (Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.
- COUTINHO, R. C. C. **Estudo da Estabilidade de Emulsões de Água em Petróleo**. 2005. 112 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- CUNHA, R. E. P. **Modelagem Matemática da Separação Gravitacional de Emulsões de Petróleo**. 2007. 136 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos, Universidade Tiradentes, Aracaju, 2007.
- DURHAM, K. D.; SAMS, G. W. **Optimizing a Large-Vessel Separator Design for FPSO Operation in Bohai Bay**. Offshore Technology Conference. Texas: [s.n.]. 2003.
- FILGUEIRAS, N. G. T. **Modelagem, Análise e Controle de um Processo de Separação Óleo/Água**. 2005. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- FORTUNA, A. D. O. **Técnicas Computacionais para Dinâmica dos Fluidos: Conceitos Básicos e Aplicações**. São Paulo: Edusp, 2000.
- FRANKIEWICZ, T.; LEE, C. M. **Using Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulation to Model Fluid Motion in Process Vessels on Fixed and Floating Platforms**. Annual Production Separation Systems Conference. 9th: IBC. 2002.

- FREITAS, A. G. B.; SANTANA, C. R.; SILVA, R. P.; SILVA, G. F. Investigação das Facilidades e Métodos utilizados Atualmente no processamento Primário de Petróleo em Campos Onshore e Offshore. **4º PDPETRO**, Campinas, 21-24 Outubro 2007.
- JAWORSKI, A. J.; MENG, G. On-line Measurement of Separation Dynamics in Primary Gas/Oil/Water Separators: Challenges and Technical Solutions - A Review. **Journal and Petroleum Science and Engineering**, 12 jun. 2009. 47-59.
- KLEIN, T. S. **Estudo de um Novo Modelo de Turbulência**. 2007. 204 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- KOKAL, S. **Crude Oil Emulsion: A State-of-Art Review**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Santo Antonio: [s.n.]. 2002.
- LALEH, A. P.; SVRCEK, W. Y.; MONNERY, W. D. Computational Fluid Dynamics Simulation of Pilot-Plant-Scale Two-Phase Separators. **Chemical Engineering Thecnology**, p. 296-306, 2010.
- MALISKA, C. R. **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**. Rio de Janeiro: LTC, 2004.
- MARQUES, R. O. **Análise Acoplada dos Movimentos de um FPSO e da Dinâmica dos Sistemas de Ancoragem e Risers**. 2010. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.
- MEDRONHO, R. A. Notas de aula da disciplina EQE-029 – Fluidodinâmica Computacional, Escola de Química/UFRJ, 2011.
- MENEZES, F. Informações pessoais, 2011.
- MUELLER, W. How FPSO motion affects separator performance, controls, 1 June 1997.
- NASCIMENTO, J. T. **Uso de CFD na Otimização das Proporções Geométricas de um Hidrociclone para a Separação de Dispersões Óleo/Água Provenientes de Refinarias**. 2008. 50 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- NUNES, G. C. **Design and Analysis of Multivariable Predictive Control Applied to na Oil-Water-Gas Separator: A Polynomial Approach**. 2001. 126 f. Dissertation (Degree of Doctor of Philosophy) – University of Florida, 2001.
- Oil and Gas Production Handbook - An Introduction to Oil and Gas Production. 2nd. ed. Oslo: Harvard Devold, 2009.
- OLIVEIRA, D. S. T. **Otimização de um Hidrociclone para Separação de Esferas Ocas na Perfuração com Duplo Gradiente** 2004. 63 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.
- Petrobras - Energia, tecnologia e desenvolvimento sustentável**, 2011. Disponível em: <www.petrobras.cm.br>. Acesso em: 23 Outubro 2011.
- PINTO, D. D. **Estratégias de Controle Contra Intermitência Severa na Alimentação de Separadores Offshore**. 2009. 179 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

- PINTO, J. C.; LAGE, P. L. D. C. **Métodos Numéricos em Problemas de Engenharia Química**. Rio de Janeiro: E-Papers, 2001.
- SANT'ANNA, A. A. **Simulação de Processamento de Gás Natural em Plataforma Off-Shore**. 2005. 126 f. Monografia (Engenharia Química) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- SCHULTZ, T. E. Get The Most Out Of API Separators. **Chemical Engineering**, July 2005.
- SIMMONS, M. J. H.; KOMONIBO, E.; AZZOPARDI, B. J.; DICK, D. R. Residence Time Distributions and Flow Behaviour within Primary Crude Oil-Water Separators Treating Well-Head Fluids. **Trans IChemE**, p. 1383-1390, October 2004.
- SIMMONS, M. J. H.; WILSON, J. A.; AZZOPARDI, B. J. Interpretation of the flow characteristics of a primary oil-water separator from the residence time distribution, 2002.
- SILVA, R. P. **Geração e Caracterização Reológica de Emulsões de Água em óleo Pesado para Aplicações em Projeto de Separadores gravitacionais**. 2004. 143 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Programa Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- SILVEIRA, M. A. C. R. **Controle de um Processo de Tratamento Primário de Petróleo**. 2006. 96 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- STORMWATER Best Management Practices - Permanent Treatment Management Practices. **Nashville**, 2006. Disponível em: <[http://www.nashville.gov/stormwater/docs/SWMM/2009/4/2009\\_Volume4\\_BMP.pdf](http://www.nashville.gov/stormwater/docs/SWMM/2009/4/2009_Volume4_BMP.pdf)>. Acesso em: 16 Maio 2011.
- TENCO Hydro, Inc. **Gravity Oil Separator**. Disponível em: <[http://www.tencohdro.com/Gravity\\_Oil\\_Separator/gravity\\_oil\\_separator.htm](http://www.tencohdro.com/Gravity_Oil_Separator/gravity_oil_separator.htm)>. Acesso em: 23 Outubro 2011.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.
- VALADÃO, A. M. F. **Análise da Fadiga de Estruturas Offshore Tipo Topsides – Estudo de Caso**. 2011. 73 f. Monografia (Engenharia Civil) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- VAZ, J. C. **Síntese de Controle e Análise de Cenários em Planta Offshore de Óleo e Gás**. 2009. 167 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An Introduction to Computational Fluid Dynamics - The Finite Volume Method**. London: Longman, 1995.
- Volume de um cilindro deitado dada a altura. **Interaula - Matemática Essencial**. Disponível em: <<http://www.interaula.com/matweb/superior/cilide/cilide00.htm>>. Acesso em: Novembro 2010.