



COPPE/UFRJ

**METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE DE
SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA
PRODUZIDA**

Fabio Alves Albuquerque

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientadores: Segen Farid Estefen

Salvador Simões Filho

Rio de Janeiro
Setembro de 2008

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE DE
SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA
PRODUZIDA

Fabio Alves Albuquerque

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA.

Aprovada por:

Prof. Segen Farid Estefen, Ph.D.

Dr. Salvador Simões Filho, D.Sc.

Prof. Murilo Augusto Vaz, Ph.D.

Dr. Elton Jorge Bragança Ribeiro, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2008

Albuquerque, Fabio Alves

Metodologia para Cálculo do Custo da Indisponibilidade de Sistemas Submarinos de Bombeamento para Injeção de Água Produzida/ Fabio Alves Albuquerque. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2008.

XII, 195 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Segen Farid Estefen

Salvador Simões Filho

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2008.

Referências Bibliográficas: p. 162-167.

1. Processamento submarino. 2. Confiabilidade. 3. Elevação e escoamento de petróleo. I. Estefen, Segen Farid *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

Aos meus pais, Manuel e Yacy
À minha querida Carolina

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por sempre ter me dado forças para superar este e outros desafios, ao longo da minha vida. Aos meus pais, Manuel e Yacy, pela dedicação e amor com que me educaram, sem nunca medir esforços para proporcionar o melhor possível para a minha formação escolar e profissional. À Carolina, pela paciência e compreensão durante a realização do curso de Mestrado. Às minhas avós Suely e Dina e avôs José e Luís (ambos já falecidos), sempre tão amorosos e atenciosos. Sou grato também à minha irmã Andréa, pelo apoio que sempre me prestou.

Meus agradecimentos à PETROBRAS, em especial aos gerentes Cezar Augusto Silva Paulo e Louise Pereira Ribeiro, pela autorização ao ingresso no curso de Mestrado e pelo apoio para a realização deste trabalho.

Aos orientadores Segen Farid Estefen e Salvador Simões Filho, pelas orientações, incentivo e apoio acadêmico.

Aos colegas Valdir Estevam e André Bittencourt, pelas valiosas contribuições e sugestões.

Aos colegas da gerência de Tecnologia Submarina, do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES): Cássio Kuchpil, Mauro Euphemio, Rafael Merenda, Marcílio Prado, Marcello Augustus, Rene Orłowski, Antônio Britto, Elton Ribeiro, Fernando Borja, Leonídio Buk, Felipe Castro, Marcel Oliveira e Daniel Lima.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

METODOLOGIA PARA CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE DE
SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA
PRODUZIDA

Fabio Alves Albuquerque

Setembro/2008

Orientadores: Segen Farid Estefen

Salvador Simões Filho

Programa: Engenharia Oceânica

Com a descoberta de campos em águas cada vez mais profundas e mais afastados da costa, surgiu a necessidade de se ter alternativas à utilização de UEPs (Unidades Estacionárias de Produção). Nestes casos, ou seja, desenvolvimentos de novos campos, o processamento submarino constitui-se como uma opção interessante. Em relação a campos maduros, a separação de gás, óleo e água no leito marinho, com a injeção da água produzida em poço injetor, é uma das tecnologias consideradas para a diminuição da quantidade de água que atinge as plataformas, bem como para o aumento do fator de recuperação de campos de petróleo. Estes sistemas de separação trifásica e injeção submarina de água possuem a característica de serem modularizados, pela facilidade da recuperação de módulos que esta filosofia proporciona, reduzindo tempo e custo de operações de reparo. A análise do custo da indisponibilidade do módulo de bombeamento para injeção de água produzida é importante para auxiliar no processo de escolha entre alternativas de tecnologias de bombeamento que podem fazer parte deste módulo. Este trabalho aborda este custo de indisponibilidade, que é uma das parcelas do custo do ciclo de vida do módulo, e propõe uma metodologia para seu cálculo. Também é desenvolvido um exemplo de aplicação, no qual são realizadas análises de elevação e escoamento, confiabilidade e engenharia econômica.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHODOLOGY FOR CALCULATION OF THE UNAVAILABILITY COST OF
SUBSEA PRODUCED WATER INJECTION PUMPING SYSTEMS

Fabio Alves Albuquerque

September/2008

Advisors: Segen Farid Estefen
Salvador Simões Filho

Department: Ocean Engineering

With the discovery of oilfields in deeper waters and far from the coast, appeared the necessity to search alternatives to the use of production platforms. In these situations (new oilfield developments), the subsea processing is an attractive option. For mature fields, the separation of gas, oil and water in the seabed, with the injection of the produced water in injector well, is one of the considered technologies for reduction of the amount of water that reaches the platforms, as well as for the increase of the oil recovery factor. These subsea systems of three-phase separation and water injection have the characteristic to be modularized, for the easiness of the recovery of modules that this philosophy provides, reducing time and costs of repair operations. The unavailability cost analysis of the produced water injection pumping module is important to assist in the selection process between alternatives of pumping technologies that can be part of the module. This work approaches this cost of unavailability, that is one of the parcels of the life cycle cost of the module, and considers a methodology for its calculation. Also an application example is developed, in which analyses of multiphase flow, reliability and economic engineering are done.

ÍNDICE

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO..... | 1 |
| 1.1 | OBJETIVO DA DISSERTAÇÃO | 2 |
| 1.2 | ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO | 3 |
| 2 | SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUÇÃO..... | 5 |
| 2.1 | SISTEMAS DE PROCESSAMENTO SUBMARINO | 7 |
| 2.1.1 | <i>Vantagens do Uso de Sistemas de Processamento Submarino.....</i> | <i>8</i> |
| 2.1.2 | <i>Estado da Arte de Sistemas de Processamento Submarino</i> | <i>9</i> |
| 2.1.2.1 | Sistema de Separação Trifásica Submarina..... | 9 |
| 2.1.2.2 | Bombas BCSS em Estrutura no Leito Marinho..... | 11 |
| 2.1.2.2.1 | Bomba Centrífuga Submersa Submarina (BCSS) [12] | 13 |
| 2.1.2.3 | Bomba Centrífuga Vertical Submarina | 17 |
| 2.1.3 | <i>Histórico de Aplicação de Sistemas de Processamento Submarino</i> | <i>20</i> |
| 2.1.3.1 | Separação Trifásica Submarina | 20 |
| 2.1.3.1.1 | Troll Pilot..... | 20 |
| 2.1.3.1.2 | Tordis [7,15,21] | 27 |
| 2.1.3.2 | Bombeamento Monofásico Submarino | 34 |
| 2.1.3.2.1 | Lufeng..... | 34 |
| 3 | FUNDAMENTOS DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO [4]..... | 36 |
| 3.1 | ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS | 36 |
| 3.1.1 | <i>Avaliação de Formações</i> | <i>36</i> |
| 3.1.2 | <i>Parâmetros de Reservatório Importantes na Análise de Elevação e Escoamento</i> | <i>37</i> |
| 3.2 | ELEVAÇÃO | 38 |
| 3.2.1 | <i>Elevação Natural.....</i> | <i>39</i> |
| 3.2.2 | <i>Fatores que Influem na Produção Acumulada por Surgência.....</i> | <i>40</i> |
| 3.2.3 | <i>Fluxo no Meio Poroso</i> | <i>41</i> |
| 3.2.4 | <i>Fluxo na Coluna de Produção.....</i> | <i>43</i> |
| 3.2.4.1 | Padrões de Fluxo Vertical Multifásico | 46 |
| 3.2.4.2 | Curva de Gradiente de Pressão..... | 48 |
| 4 | ESTIMATIVA DO CUSTO DE INDISPONIBILIDADE DE SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA | 50 |
| 4.1 | ANÁLISE DE CUSTO DO CICLO DE VIDA | 50 |
| 4.1.1 | <i>Metodologias Utilizadas para Sistemas Submarinos–Foco no Custo da Indisponibilidade</i> <i>51</i> | |
| 4.2 | METODOLOGIA PROPOSTA | 56 |
| 4.3 | DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO TRIFÁSICA SUBMARINA | 60 |
| 4.3.1 | <i>Cenário de Aplicação</i> | <i>61</i> |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 4.4 | ESTIMATIVAS DE EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO E PERDA DE CARGA | 63 |
| 4.5 | DESCRIÇÃO E FRONTEIRAS DO SISTEMA DE BOMBEAMENTO SUBMARINO | 64 |
| 4.6 | ANÁLISE DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO | 65 |
| 4.7 | ESCOPO E HIPÓTESES DO ESTUDO | 66 |
| 4.8 | FMEA [28] | 67 |
| 4.9 | DEFINIÇÃO DE EVENTOS TOPO..... | 70 |
| 4.9.1 | <i>Dados de Falha para a Análise</i> | 70 |
| 4.10 | ESTIMATIVA DOS TEMPOS MÉDIOS DE REPARO | 71 |
| 4.11 | FREQÜÊNCIAS ESPERADAS DOS EVENTOS TOPO | 72 |
| 4.11.1 | <i>Técnicas para Determinação das Freqüências de Falha</i> | 72 |
| 4.11.1.1 | Análise por Árvore de Falhas | 73 |
| 4.11.2 | <i>Bancos de Dados</i> | 75 |
| 4.11.2.1 | OREDA [33,35] | 75 |
| 4.11.2.2 | Subsea Master | 76 |
| 4.11.2.3 | ESP-RIFTS [27]..... | 76 |
| 4.12 | CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE..... | 79 |
| 4.12.1 | <i>Cálculo dos Custos das Perdas de Produção</i> | 79 |
| 4.12.2 | <i>Anualização dos Custos das Perdas de Produção</i> | 82 |
| 4.12.3 | <i>Aspectos de Engenharia Econômica [38]</i> | 83 |
| 4.12.3.1 | Valor do Capital no Tempo | 83 |
| 4.12.3.2 | Cálculo do Custo da Indisponibilidade..... | 84 |
| 4.13 | ANÁLISE DE SENSIBILIDADE | 84 |
| 5 | APLICAÇÃO DA METODOLOGIA: CENÁRIO, SISTEMA DE SEPARAÇÃO | |
| | SUBMARINA E SISTEMA DE BOMBEAMENTO..... | 86 |
| 5.1 | SISTEMA DE SEPARAÇÃO TRIFÁSICA SUBMARINA..... | 86 |
| 5.1.1 | <i>Cenário de Aplicação do Sistema</i> | 90 |
| 5.2 | ESTIMATIVAS DA EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO E DA PERDA DE CARGA NO | |
| | SEPARADOR SUBMARINO | 91 |
| 5.3 | DESCRIÇÃO E FRONTEIRAS DO SISTEMA A SER ANALISADO..... | 92 |
| 5.4 | INSTALAÇÃO DO SISTEMA DE BOMBEAMENTO..... | 94 |
| 6 | ANÁLISE DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO | 96 |
| 6.1 | O PROGRAMA MARLIM II..... | 97 |
| 6.2 | PREMISSAS E DADOS DE ENTRADA GERAIS DAS SIMULAÇÕES | 98 |
| 6.3 | SIMULAÇÃO PARA A CONFIGURAÇÃO CONVENCIONAL | 100 |
| 6.3.1 | <i>Descrição do Modelo</i> | 100 |
| 6.3.2 | <i>Procedimento Adotado e Resultados</i> | 103 |
| 6.4 | SIMULAÇÃO PARA A CONFIGURAÇÃO COM SEPARAÇÃO SUBMARINA | 104 |
| 6.4.1 | <i>Premissas e Dados de Entrada</i> | 104 |
| 6.4.1.1 | Dados de Entrada da Simulação Sistema de Sep. Submarina-Plataforma | 105 |
| 6.4.1.2 | Dados de Entrada da Simulação Poço-Sistema de Sep. Submarina..... | 107 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 6.4.2 | <i>Descrição dos Modelos</i> | 108 |
| 6.4.3 | <i>Procedimento Adotado e Resultados</i> | 110 |
| 6.5 | ANÁLISE COMPARATIVA DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES | 113 |
| 6.6 | ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA CONFIGURAÇÃO COM SEPARAÇÃO SUBMARINA | 119 |
| 6.6.1 | <i>Variação da Eficiência de Separação Água-Óleo</i> | 120 |
| 6.6.1.1 | Simulação para a Eficiência de 60% | 120 |
| 6.6.1.2 | Simulação para a Eficiência de 90% | 122 |
| 6.6.1.3 | Simulação para a Variação da Eficiência ao Longo do Tempo | 124 |
| 6.6.1.4 | Comparação entre as Simulações de Eficiência | 126 |
| 6.6.2 | <i>Variação da Perda de Carga no Separador Submarino</i> | 128 |
| 6.6.2.1 | Simulação para o Δp de 2 bar..... | 129 |
| 6.6.2.2 | Simulação para o Δp de 4 bar..... | 130 |
| 6.6.2.3 | Comparação entre as Simulações de Perda de Carga | 132 |
| 6.7 | CONCLUSÕES DA ANÁLISE DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO | 133 |
| 7 | CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA SUBMARINO DE BOMBEAMENTO | 137 |
| 7.1 | ESCOPO E HIPÓTESES DO ESTUDO | 137 |
| 7.2 | FMEA..... | 138 |
| 7.3 | DEFINIÇÃO DOS EVENTOS TOPO..... | 139 |
| 7.3.1 | <i>Dados de Falha para a Análise</i> | 140 |
| 7.4 | ESTIMATIVA DOS TEMPOS MÉDIOS DE REPARO | 143 |
| 7.5 | FREQÜÊNCIAS ESPERADAS DOS EVENTOS TOPO | 144 |
| 7.6 | CUSTO DA INDISPONIBILIDADE | 146 |
| 7.6.1 | <i>Cálculo das Perdas de Produção Anualizadas</i> | 146 |
| 7.6.2 | <i>Cálculo do Custo da Indisponibilidade</i> | 147 |
| 7.7 | ANÁLISE DE SENSIBILIDADE | 147 |
| 7.7.1 | <i>Verificação da Importância dos Eventos Topo</i> | 147 |
| 7.7.2 | <i>Variação do Preço do Petróleo</i> | 148 |
| 7.7.3 | <i>Variação do MTTR</i> | 149 |
| 7.7.4 | <i>Variação da Taxa de Falha</i> | 150 |
| 7.7.5 | <i>Variações da Eficiência de Separação e da Perda de Carga</i> | 151 |
| 8 | CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES | 154 |
| 8.1 | CONCLUSÕES | 155 |
| 8.2 | RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS..... | 160 |
| | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 162 |
| | ANEXO A – CORRELAÇÕES DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO | |
| | ANEXO B – CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE | |
| | ANEXO C – ANÁLISE FMEA | |
| | ANEXO D – PLANILHA DE CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIB. DO EX. DE APLICAÇÃO | |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| TABELA 1 - DADOS DE PROJETO DA ESTAÇÃO SUBMARINA DE TROLL PILOT [7]. | 21 |
| TABELA 2 - MÓDULOS QUE COMPÕEM A ESTAÇÃO SUBMARINA DE TORDIS E SEUS RESPECTIVOS PESOS APROXIMADOS [15]. | 30 |
| TABELA 3 – EXEMPLOS DE EVENTOS TOPO E SUAS CONSEQUÊNCIAS PARA A ANÁLISE DE SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA. | 70 |
| TABELA 4 - TEMPOS DE MOBILIZAÇÃO E INTERVENÇÃO PREVISTOS PARA O SISTEMA DE BCSS EM ESTRUTURA NO LEITO MARINHO [32]. | 72 |
| TABELA 5 – PRODUÇÃO MÉDIA ANUAL DO POÇO HOSPEDEIRO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO TRIFÁSICA SUBMARINA. | 91 |
| TABELA 6 - FRAÇÕES DE ÁGUA UTILIZADAS COMO DADOS DE ENTRADA DAS SIMULAÇÕES COM E SEM O SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA ÁGUA-ÓLEO. | 100 |
| TABELA 7 - DADOS DO MODELO CONSTRUÍDO PARA A SIMULAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO CONVENCIONAL. | 102 |
| TABELA 8 - RESULTADOS DE VAZÃO DA SIMULAÇÃO PARA A CONFIGURAÇÃO CONVENCIONAL. | 104 |
| TABELA 9 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO POÇO-SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA. | 112 |
| TABELA 10 - DADOS DAS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA COM A UTILIZAÇÃO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA ÁGUA-ÓLEO. | 113 |
| TABELA 11 - COMPARAÇÃO ENTRE AS VAZÕES DE PRODUÇÃO DO POÇO, CONSIDERANDO-SE A UTILIZAÇÃO OU NÃO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA ÁGUA-ÓLEO. | 114 |
| TABELA 12 - COMPARAÇÃO ENTRE AS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA, CONSIDERANDO-SE A UTILIZAÇÃO OU NÃO DO SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA ÁGUA-ÓLEO. | 116 |
| TABELA 13 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO POÇO-SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA, PARA EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO DE 60%. | 121 |
| TABELA 14 - DADOS DAS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA, CONSIDERANDO EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO DE 60%. | 122 |
| TABELA 15 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO POÇO-SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA, PARA EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO DE 90%. | 123 |
| TABELA 16 - DADOS DAS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA, CONSIDERANDO EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO DE 90%. | 124 |
| TABELA 17 - EFICIÊNCIAS DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO CONSIDERADAS PARA CADA ÉPOCA DE OPERAÇÃO DO SISTEMA TRIFÁSICO DE SEPARAÇÃO E RE-INJEÇÃO SUBMARINA DO EXEMPLO DE APLICAÇÃO. | 125 |
| TABELA 18 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO POÇO-SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA, PARA PERDA DE CARGA NO SEPARADOR SUBMARINO DE 2 KGF/CM ² . | 129 |
| TABELA 19 - DADOS DAS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA, CONSIDERANDO PERDA DE CARGA NO SEPARADOR SUBMARINO DE 2 KGF/CM ² . | 130 |
| TABELA 20 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO POÇO-SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA, PARA PERDA DE CARGA NO SEPARADOR SUBMARINO DE 4 KGF/CM ² . | 131 |
| TABELA 21 - DADOS DAS VAZÕES QUE CHEGAM À PLATAFORMA, CONSIDERANDO PERDA DE CARGA NO SEPARADOR SUBMARINO DE 4 KGF/CM ² . | 132 |

| | |
|--|-----|
| TABELA 22 - RESULTADOS DA ANÁLISE DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO REALIZADA NESTE CAPÍTULO. | 134 |
| TABELA 23 - CATEGORIAS DE SEVERIDADE ADOTADAS PARA A ANÁLISE FMEA DO EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA. | 139 |
| TABELA 24 - DADOS DE FALHA PARA O EVENTO TOPO ET1..... | 140 |
| TABELA 25 - ESTIMATIVA DO MTTR PARA QUALQUER UM DOS TRÊS EVENTOS TOPO, PARA A SUBSTITUIÇÃO DO MÓDULO DE BOMBEAMENTO. | 144 |
| TABELA 26 - VERIFICAÇÃO DA IMPORTÂNCIA DOS EVENTOS TOPO NO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE. | 148 |
| TABELA 27 - ESTIMATIVA DO MTTR PARA A SUBSTITUIÇÃO DAS BCSS DO MÓDULO DE BOMBEAMENTO. | 150 |
| TABELA 28 - INFLUÊNCIA DA EFICIÊNCIA DE SEPARAÇÃO ÁGUA-ÓLEO NO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE. | 152 |

1 INTRODUÇÃO

Atualmente, mais de 80% da produção nacional de petróleo é oriunda da exploração *offshore*, ou seja, da extração de petróleo na plataforma continental brasileira, em especial na Bacia de Campos.

O petróleo produzido através de poços submarinos recebe um tratamento primário nas plantas de processo das plataformas, aonde acontece a separação água-óleo, principal etapa do processamento primário nas unidades de produção *offshore*.

Normalmente, a produção de petróleo é acompanhada de produção crescente de água, principalmente em reservatórios onde a injeção de água é usada como mecanismo de recuperação. Dependendo das características do reservatório e do fluido a ser produzido, na fase de projeto de exploração de um campo de petróleo é definida a necessidade de injeção de água para manutenção de pressão no reservatório e otimização do fator de recuperação. Na maioria dos campos da Bacia de Campos, a injeção de água do mar é adotada desde o início da produção. Após um período de produção onde o fluido recuperado é predominantemente óleo, a água injetada atinge os poços produtores, que começam a apresentar produção crescente de água, acompanhando a produção de óleo [1].

Lidar com esta água produzida, que é uma mistura da água do mar injetada com a água original do reservatório, é uma tarefa geralmente desempenhada em um segundo plano na fase de projeto, mas que ganha importância quando a vazão de água atinge níveis elevados durante o período produtivo do campo. Convencionalmente, esta água é separada do óleo, tratada para que atinja teor residual de óleo baixo o suficiente para não causar impacto ao meio ambiente e é descartada. Este processamento, feito no convés das unidades de produção, implica no uso de vasos de grande volume em uma área em que a disponibilidade de espaço é crítica, principalmente com o crescente aumento da capacidade de produção por unidade [1].

Este trabalho aborda o uso de sistemas de separação trifásica (gás, água e óleo) submarina como opção para o processamento do petróleo produzido através de poços submarinos, com enfoque na análise da indisponibilidade de um dos subsistemas que podem compor um sistema de separação trifásica submarina: o subsistema de bombeamento para injeção de água produzida. Os dois próximos itens deste Capítulo apresentam, de forma detalhada, o objetivo e a organização desta dissertação.

1.1 Objetivo da Dissertação

Os sistemas de processamento submarino se apresentam atualmente como opções bastante atrativas para o desenvolvimento de novos campos de petróleo e para a extensão da vida produtiva de campos maduros. Dentro desta categoria de sistemas submarinos de produção encontram-se os sistemas de separação submarina, que podem ser bifásicos (separação líquido-gás) ou trifásicos (separação gás-óleo-água).

Especificamente em relação aos sistemas de separação trifásica, a água separada no leito marinho precisa ter, na maioria dos casos, outra destinação que não seja a plataforma visto que a diminuição do volume ocupado pela água nas plantas de processamento das plataformas é uma necessidade, principalmente em campos maduros. Injetar a água no reservatório é uma opção atraente, e tem sido escolhida pelas operadoras que implementaram ou estão conduzindo projetos de sistemas de separação trifásica submarina.

Estes sistemas de separação, pela característica submarina, são projetados para serem constituídos de módulos que podem ser recuperados individualmente para manutenção, eliminando desta forma a necessidade de se retirar do leito marinho todo o sistema de separação. Para se injetar em um poço injetor submarino a água separada, opção geralmente adotada em sistemas deste tipo, é necessário então que o sistema de separação submarina possua um módulo de bombeamento. Outra possibilidade seria instalar o sistema de bombeamento individualmente no leito marinho, o que implicaria em que tal sistema fosse um equipamento submarino independente, porém ligado ao sistema de separação trifásica submarina.

Existem atualmente algumas opções de bombas monofásicas submarinas, com tecnologias distintas, que podem ser componentes de tais módulos de bombeamento. A empresa operadora que deseje implementar um sistema de separação trifásica submarina, com injeção submarina de água, deve então optar pelo tipo de bomba a ser adotada.

Para orientar esta escolha entre alternativas, uma metodologia que pode ser utilizada é a análise do custo do ciclo de vida (em inglês, *life cycle cost analysis*). Esta metodologia é bastante difundida e já foram publicadas várias normas que orientam sua utilização. Este tipo de análise busca quantificar todos os custos envolvidos na vida do equipamento ou sistema, ao invés de se considerar somente o seu custo de aquisição.

O objetivo desta dissertação é propor uma metodologia para o cálculo de uma das parcelas desta análise, o custo da indisponibilidade, para módulos de bombeamento de injeção de água produzida, componentes de sistemas submarinos de separação trifásica e injeção de água.

1.2 Organização da Dissertação

A partir deste item, os tópicos abordados nesta dissertação estão organizados da seguinte forma:

- Capítulo 2: são abordados os sistemas submarinos de produção, com ênfase nos sistemas de processamento submarino. É dada especial atenção aos sistemas de separação trifásica submarina e às bombas monofásicas submarinas.
- Capítulo 3: é feita uma revisão bibliográfica sobre elevação de petróleo. São apresentados os métodos de elevação artificial e a elevação natural, e também são apresentados alguns conceitos de reservatórios.
- Capítulo 4: neste capítulo é proposta a metodologia para cálculo de custo de indisponibilidade de sistemas de bombeamento para injeção de água produzida, fazendo-se a descrição e a discussão de cada etapa da metodologia.
- Capítulo 5: neste e nos dois capítulos subsequentes é desenvolvido um exemplo de aplicação da metodologia proposta no Capítulo 4. Especificamente neste capítulo são definidos o sistema de separação trifásica submarina e seu subsistema de bombeamento para injeção de água produzida, e o cenário de aplicação da tecnologia.
- Capítulo 6: dando continuidade à execução do exemplo de aplicação, é feita a análise de elevação e escoamento, importante etapa da metodologia proposta. Das simulações realizadas neste capítulo saem as vazões que são dados de entrada do cálculo do custo da indisponibilidade a ser realizado no Capítulo 7.
- Capítulo 7: finalizando o exemplo de aplicação, são cumpridas as etapas da metodologia referentes às análises econômica e de confiabilidade. Ao final do capítulo é apresentada uma análise de sensibilidade do custo de indisponibilidade, face à variação de parâmetros selecionados. O resultado final do exemplo de aplicação, o custo de indisponibilidade do sistema de bombeamento para injeção de água produzida considerado, é apresentado no

Anexo D (Planilha com o Cálculo do Custo da Indisponibilidade do Exemplo de Aplicação).

- Capítulo 8: são apresentadas as conclusões da dissertação e as recomendações para trabalho futuros.

2 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUÇÃO

Sistemas submarinos de produção são compostos por vários subsistemas, necessários à produção e ao escoamento de hidrocarbonetos de um ou mais poços submarinos para uma instalação de processo (*offshore* ou *onshore*), ou para injetar água/gás em poços submarinos [2]. Estes sistemas têm como principal finalidade viabilizar de forma técnica e econômica a produção de hidrocarbonetos localizados em campos *offshore*.

As primeiras unidades de produção marítima eram basicamente unidades terrestres montadas sobre pequenos ancoradouros em lâminas d'água rasas. Eram empregadas as mesmas técnicas utilizadas em terra, que funcionaram com sucesso por algum tempo. Com a descoberta de reservatórios em águas cada vez mais profundas, houve necessidade de se desenvolver novos tipos de equipamentos e técnicas voltados especificamente à produção *offshore*. As antigas estruturas em pequenos ancoradouros evoluíram então para plataformas fixas, que são estruturas rígidas instaladas no solo marinho, e para plataformas semi-submersíveis e navios do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), estes dois últimos amplamente utilizados atualmente na Bacia de Campos [3].

Concluída a etapa de perfuração de um poço, é necessário deixá-lo em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva. Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se completação [4]. Uma possível classificação de tipos de completação é em relação ao posicionamento da cabeça de poço. Em terra, a cabeça do poço fica na superfície, ou muito próxima dela. Em lâminas d'água rasas é possível trazer a cabeça do poço para a plataforma, que neste caso deve ser fixa. Isso é feito prolongando-se os revestimentos que se encontram ancorados nos equipamentos instalados no fundo do mar, sendo que após isso a completação passa a ser similar à completação dos poços terrestres. Em águas mais profundas, onde é inviável trazer até a superfície a cabeça de poço, utiliza-se a cabeça de poço submarina com árvore de natal molhada, configurando-se neste caso a completação submarina. Obviamente, mesmo em águas rasas, pode-se optar por completação submarina.

Apesar de ser a melhor opção em determinadas situações, ou a única no caso de poços terrestres, a alternativa completação seca pode não ser a melhor opção em

determinados cenários. No caso de águas profundas, a completação seca pode ser realizada, por exemplo, através de uma plataforma TLP (*Tension Leg Platform*), porém este tipo de plataforma tem altos custos de aquisição. Dentro desta perspectiva, outro exemplo de dificuldade gerada pela opção por completação seca é que a completação dos poços só pode ser iniciada após a plataforma ter sido construída e instalada e a plataforma, uma vez instalada, não apresenta flexibilidade de locação, estando sujeita a possíveis incertezas quanto à capacidade de produção do reservatório.

Por outro lado, a confiabilidade de equipamentos submarinos é um fator crítico devido à menor frequência de inspeção comparada a equipamentos de superfície, pois as operações submarinas de manutenção e reparo possuem alto custo, exigindo a presença de mergulhadores ou ROV e embarcações para as intervenções [3]. Na Figura 1 pode ser vista uma representação de um sistema submarino de produção, o qual possui os seguintes elementos principais [2]:

- Dutos e risers: responsáveis por conduzir os fluidos produzidos ou injetados, interligam os equipamentos submarinos à facilidade de produção (plataforma ou em terra);
- Umbilicais: componentes responsáveis pela interligação física entre os equipamentos submarinos e a fonte de energia (hidráulica ou elétrica) na estação de controle central na plataforma ou em terra;
- Sistema de controle e monitoramento: sistema que possibilita o controle e a monitoração dos equipamentos submarinos remotamente a partir de uma estação central na superfície;
- Equipamentos submarinos: componentes diversos que podem possuir, entre outras, as funções de segurança, controle e isolamento do fluxo produzido ou injetado, separação do fluido escoado em fases e injeção de energia ao escoamento.

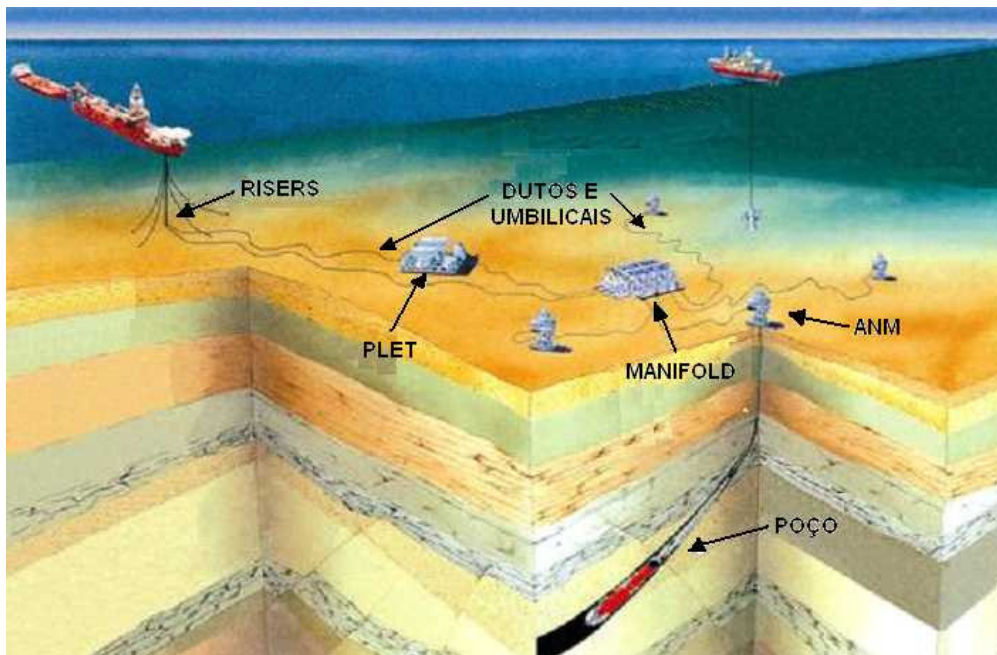


Figura 1 – Ilustração artística de um sistema submarino de produção [5].

2.1 Sistemas de Processamento Submarino

Inicialmente, é interessante definir processamento submarino. Processamento submarino pode ser definido como qualquer manuseio ativo e tratamento de fluidos produzidos, abaixo ou no próprio leito marinho [6]. Atualmente, os sistemas de processamento submarino podem ser constituídos das tecnologias a seguir, ou combinações entre elas [7]:

- Separação no poço (*down-hole separation*)
- *Boosting* de líquido no poço (*down-hole liquid boosting*)
- Compressão no poço (*down-hole compression*)
- Separação no leito marinho (*seabed separation*)
- Bombeamento monofásico ou multifásico submarino (*seabed single phase or multiphase boosting*)
- Medição multifásica (*multiphase metering*)
- Compressão submarina (*seabed compression*)
- Injeção submarina de água do mar bruta, água produzida ou gás (*seabed produced water, raw seawater or gas re-injection*)
- Aquecimento ou resfriamento submarino (*seabed heating or cooling*)
- Gerenciamento elétrico submarino (transmissão, distribuição, conectores)

elétricos, etc)

A tecnologia de separação no leito marinho, citada acima, pode ser constituída de dois tipos de sistemas: sistema de separação bifásica (gás-líquido) e sistema de separação trifásica (gás-óleo-água), este último chamado também de sistema de separação submarina água-óleo [8]. Neste trabalho, o foco principal recairá sobre a separação submarina água-óleo e as tecnologias agregadas a este tipo de sistema, principalmente as relacionadas ao bombeamento para re-injeção. Estas tecnologias terão seu estado da arte e histórico de aplicação melhor detalhados ao longo deste capítulo.

2.1.1 Vantagens do Uso de Sistemas de Processamento Submarino

Em relação ao desenvolvimento de uma nova tecnologia, existem dois tipos de abordagem comumente utilizados pelas companhias operadoras de petróleo: um relativo a novos campos e outro relativo aos chamados campos maduros. Quando se avalia o uso da tecnologia a ser desenvolvida para campos em início de exploração, geralmente o foco é realizar comparações de modo a se reduzir o capital a ser investido (*CAPEX – Capital Expenditures*). Para campos maduros, a nova tecnologia pode vir a solucionar, de forma economicamente atrativa, problemas que estejam ocorrendo. Isso acontece quando a nova tecnologia reduz o custo operacional (*OPEX – Operational Expenditures*) [8]. Neste trabalho o enfoque será na aplicação de nova tecnologia, no caso a separação trifásica submarina, para campos maduros.

Algumas vantagens apresentadas pelos sistemas de processamento submarino, notadamente os sistemas de separação submarina água-óleo, são as seguintes [7,9]:

- “troca” de água por óleo: em campos maduros, que produzem com alto percentual de água, o uso de separação submarina água-óleo pode possibilitar a abertura de novos poços produtores, considerando-se que grande parte da água produzida por um ou mais poços é separada e re-injetada de forma submarina. Desta forma a planta de processamento na plataforma poderia trabalhar com as mesmas vazões de líquido, só que “trocando” água por óleo;
- aumento de vazão de produção e de recuperação de óleo: em águas profundas, as pressões de abandono dos poços são relativamente altas, comparadas com poços de águas rasas, por causa da coluna hidrostática dos *risers* de produção. A separação e injeção submarina da água reduzem a contrapressão hidrostática,

possibilitando ganho de vazão. Sistemas de bombeamento multifásico também ajudam a aumentar a recuperação de óleo, especialmente no caso de reservatórios com baixa energia. O bombeamento multifásico no leito marinho reduz a pressão no interior do poço, o que resulta em maior produção de fluidos do reservatório, aumentando desta forma a vida do campo e reduzindo a pressão de abandono dos poços;

- garantia de escoamento: redução dos riscos de formação de hidrato, corrosão e incrustação ao longo dos dutos de coleta (*flowline* e *riser*), no caso da separação submarina água-óleo;
- redução do impacto ambiental: quando há re-injeção submarina de água, não há necessidade de se descartar no mar, a partir de plataformas, a água produzida pelos poços submarinos. Tradicionalmente nas plataformas, esta água é tratada para níveis de óleo residual da ordem de 20 ppm, e então descartada;
- eliminação de plataformas: têm sido adotado atualmente em novos projetos de exploração o conceito *subsea-to-beach*, que consiste em produzir diretamente do sistema submarino de produção para terra, sem o uso de plataforma. Um exemplo é o sistema de compressão de gás de Ormen Lange, situado no Mar do Norte. Este conceito possibilita redução dos custos de logística, bem como todos os demais benefícios da não utilização de plataformas, como por exemplo melhoria organizacional em relação à segurança.

2.1.2 Estado da Arte de Sistemas de Processamento Submarino

Neste item serão abordados os sistemas de processamento submarino considerados neste trabalho, que são a separação trifásica submarina e as tecnologias agregadas a este tipo de sistema, principalmente as relacionadas ao bombeamento para injeção de água produzida.

2.1.2.1 Sistema de Separação Trifásica Submarina

Os sistemas de separação trifásica submarina são responsáveis pela separação da água, do óleo e do gás no leito marinho. Desta forma, o gás e o óleo seguem para a superfície, enquanto a água é re-injetada em um poço injetor submarino. Estes sistemas

são também chamados de sistemas de separação submarina água-óleo. Segue na Figura 2 um desenho esquemático típico destes sistemas. A separação gás-líquido está ilustrada como acontecendo exteriormente ao vaso separador, porém isto pode não acontecer, ou seja, a separação trifásica pode acontecer também no vaso separador, conforme acontece nos separadores de superfície. De acordo com o sistema da Figura 2, o gás é separado a montante do separador aonde se dá a separação líquido-líquido (água-óleo).

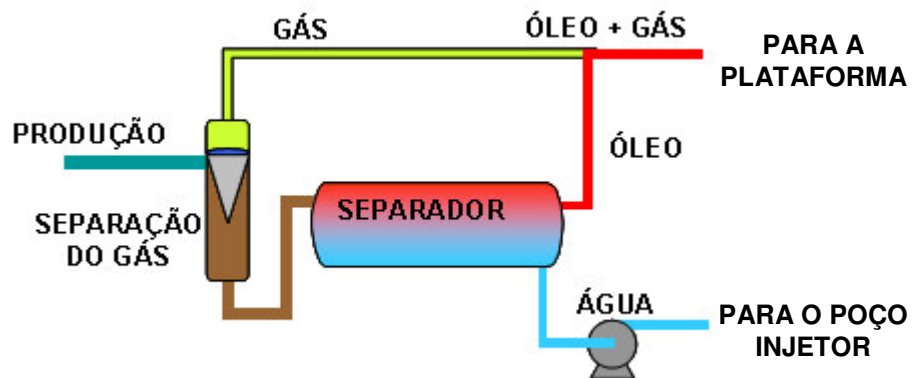


Figura 2 - Desenho esquemático de fluxo em um sistema de separação submarina água-óleo [1].

O gás é então separado antes do separador água-óleo, que pode ser horizontal, vertical, ou até mesmo hidrociclônico, e recombina-se com o óleo em um único duto para a plataforma, ou terra, no caso de sistemas *subsea-to-beach*. Neste caso, a elevação da corrente de óleo e gás até a plataforma pode ser natural ou através de bombeamento multifásico, que pode ser a opção mais natural no caso de produção para terra. Não é mostrado no esquema acima, mas, de acordo com as características do cenário pode se optar por linhas separadas de óleo e gás. Na Figura 3 é mostrada uma ilustração artística da estação submarina de Troll Pilot, instalada pela operadora norueguesa Hydro no Mar do Norte, que foi o primeiro sistema de separação e re-injeção submarinas do mundo.

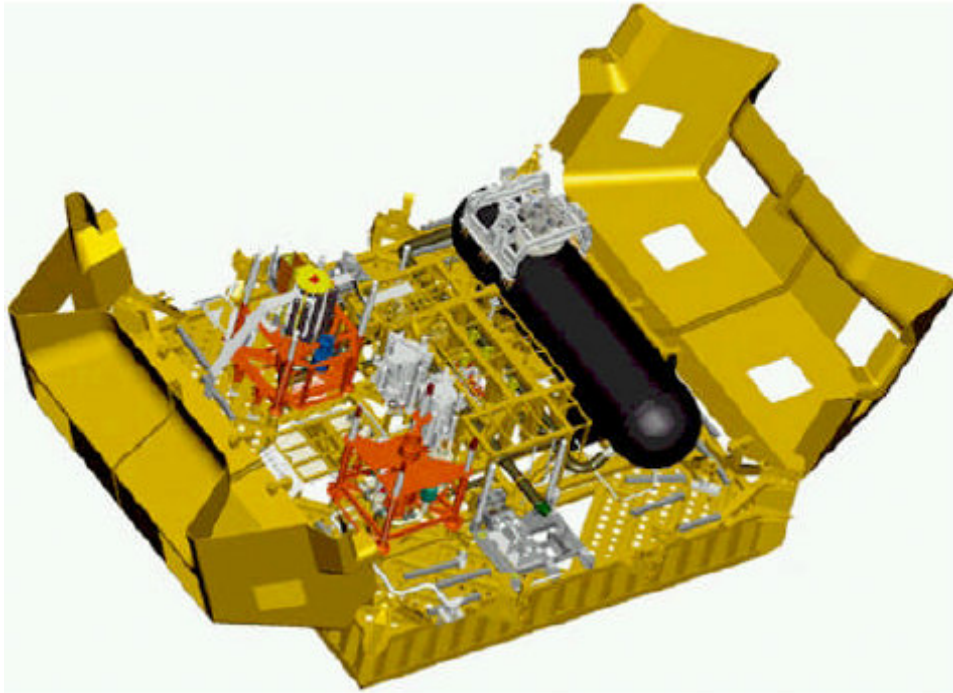


Figura 3 - Ilustração artística da estação submarina de Troll Pilot [7].

2.1.2.2 Bombas BCSS em Estrutura no Leito Marinho

Este conceito consiste na colocação de bombas do tipo BCSS (bombeio centrífugo submerso submarino), em uma estrutura submarina, na posição horizontal. Esta tecnologia foi desenvolvida visando aplicação de bombeamento submarino de hidrocarbonetos, e possui como grande vantagem o fato da bomba de BCSS estar fora do poço, que é um ambiente bastante agressivo, e possibilitar desta maneira a retirada da bomba sem a necessidade de uma sonda de intervenção. Quando a bomba de BCSS está no poço, sua retirada somente pode ser feita com sonda de intervenção, que é um recurso extremamente caro. Existem três aplicações deste sistema previstas no mundo, ambas para bombeamento de hidrocarboneto:

- Sistema com duas bombas em série para instalação a lâmina d'água de 2.484 metros no campo de Cascade, no Golfo do México, operado pela Petrobras, com previsão de instalação em 2009 [10];
- Sistema com duas bombas em série para instalação a lâmina d'água de 2.682 metros no campo de Chinook, no Golfo do México, operado pela Petrobras, com previsão de instalação em 2009 [10];

- Sistema com duas bombas em série para instalação a lâmina d'água de 1.400 metros no campo de Espadarte, na Bacia de Campos, operado pela Petrobras, com previsão de instalação em 2009 [10].

Para aplicação como sistema de produção, o sistema é constituído basicamente por duas estruturas denominadas módulo de bombeio, que é predominantemente horizontal, e base de fluxo, que permite o *by-pass* do módulo de bombeio, e que são projetadas para instalação via cabo. No caso da utilização como sistema de bombeamento submarino para re-injeção de água, não seria utilizada a base de fluxo visto que o módulo de bombeio seria instalado diretamente na estrutura do sistema de separação submarina. A descrição que se segue abordará o sistema objeto deste trabalho, ou seja, para re-injeção de água com o módulo de bombeio conectado à base do sistema de separação submarina água-óleo.

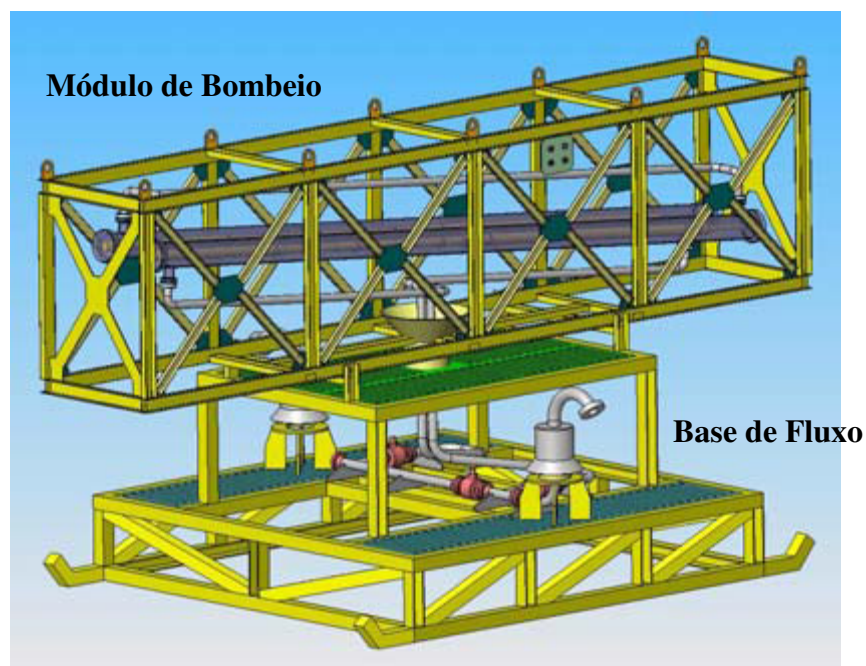


Figura 4 - Sistema de BCSS montado sobre estrutura no fundo do mar [11].

O sistema possui dois conjuntos moto-bomba instalados em série, cada um alojado em uma cápsula de aproximadamente 20 metros de comprimento (dispostas no módulo de bombeio) com inclinação de 5° com a horizontal. Desta forma, o fluxo de óleo segue preferencialmente no caminho ascendente do conjunto moto-bomba. O módulo de bombeio é instalado sobre a estrutura do sistema de separação submarina e pode ser removido separadamente para a manutenção das bombas ou das válvulas nele residentes. Durante a parada do módulo de bombeio o sistema de separação submarina

tem que produzir pelo *by-pass*, ou seja, sem separar as fases, pois as bombas são responsáveis pelo controle de nível do vaso separador, conforme visto anteriormente, o que impossibilita o sistema de separação de operar na ausência das bombas. Na fase de instalação, o módulo de bombeio pode ser instalado com a utilização de lingadas, dispensando o uso de ferramentas hidráulicas. O módulo de bombeio poderá iniciar sua operação quando estiverem concluídas as instalações dos módulos de conexão vertical da base do sistema de separação submarina, ou seja, quando todo o sistema estiver pronto para entrar em operação. A conexão elétrica entre o módulo de conexão vertical do umbilical eletro-hidráulico (vindo da plataforma) e o módulo de bombeio será realizada por ROV (*remote operated vehicle*) via *flying lead* (cabo elétrico com conector submarino).

2.1.2.2.1 Bomba Centrífuga Submersa Submarina (BCSS) [12]

Os sistemas de BCSS são uma variação dos sistemas de BCS (bomba centrífuga submersa), utilizados para aplicações *onshore* e *offshore*, neste último caso para completação seca. Ambos são sistemas nos quais uma bomba centrífuga é instalada no interior de um poço produtor para elevação artificial de petróleo, sendo alimentada através de um cabo elétrico. Será descrito inicialmente o sistema de BCS, para depois abordarmos o BCSS.

Os componentes de um sistema de BCS podem ser divididos em componentes de superfície e de subsuperfície. O conjunto de subsuperfície é composto pelos seguintes componentes: bomba, motor, admissão da bomba, protetor, cabo elétrico, conectores elétricos, cabeça de descarga, *check valve*, *packer*, sensores de pressão e temperatura de fundo e bloco Y. Os quatro primeiros componentes (bomba, motor, admissão da bomba e protetor) formam o que se chama conjunto de fundo.

No conjunto de fundo o protetor possui a função de permitir a equalização das pressões interna e externa ao motor, sem permitir a contaminação do óleo do motor. A admissão da bomba é o caminho do fluido para atingir o primeiro estágio da bomba, podendo ser na forma simples (chamado de *intake*), ou na forma de separador de gás, quando necessário. O motor e a bomba possuem suas funções óbvias. O *packer* e o bloco Y não são usados em todas as aplicações, somente quando o poço é surgente

(*packer*) e onde se deseja contornar o conjunto de fundo (através de *by-pass*) para efetuar registros de pressão (bloco Y). A Figura 5 ilustra uma instalação típica de BCS.

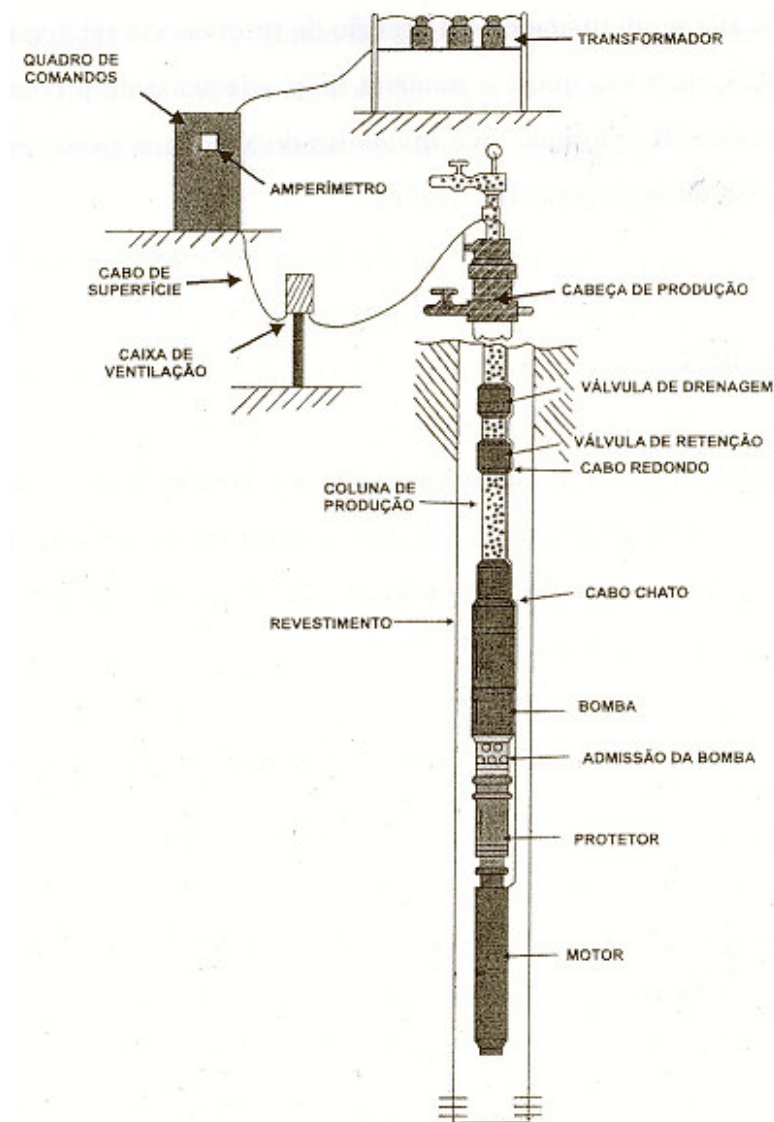


Figura 5 - Instalação típica de BCS.

Os principais equipamentos utilizados na superfície são: cabeça de produção, quadro de comando, variador de frequência, transformador, cabo elétrico de superfície e caixa de junção. Existe diferença entre estes equipamentos, dependendo da utilização em terra e no mar. Uma destas diferenças é em relação à vedação em volta do cabo elétrico na sua passagem pela cabeça de produção, que em terra é bastante simples em comparação com a utilização *offshore*.

Com a ampliação dos poços *offshore* no Brasil e no mundo, ganhou força a idéia de utilizar BCS em poços com completção submarina. Como nestes casos o custo de

intervenção é muito elevado, pois envolve o uso de sondas, foi feito um grande esforço pelos fabricantes de BCS e algumas operadoras no sentido de aumentar a confiabilidade dos sistemas de BCS com completação molhada, o chamado BCSS.

Já foram realizadas três instalações de BCSS no Brasil. Estes sistemas têm apresentado vida média de operação superior ao de poços que utilizam BCS, fato justificado pela grande exigência de qualidade dos equipamentos, em virtude dos altos riscos envolvidos.

Para se instalar o conjunto de BCSS, é necessário que o conjunto de fundo seja descido conectado ao suspensor de coluna (*tubing hanger*). Este suspensor, que será posteriormente alojado em uma base no leito marinho (BAP – base adaptadora de produção), possui um conector elétrico especial para conexão molhada, que será interligado com outro conector elétrico especial que fica na árvore de natal molhada (ANM), sendo realizada neste caso uma conexão remota. Uma vez conectada a ANM ao suspensor, o cabo elétrico submarino será conectado à ANM para ser ligado na superfície e alimentar o motor. A conexão do cabo elétrico na ANM pode ser realizada por mergulhador, em poços de lâmina d'água rasa, ou por ROV em lâmina d'água profunda. A Figura 6 mostra um desenho esquemático de ANM e das conexões elétricas acima mencionadas.

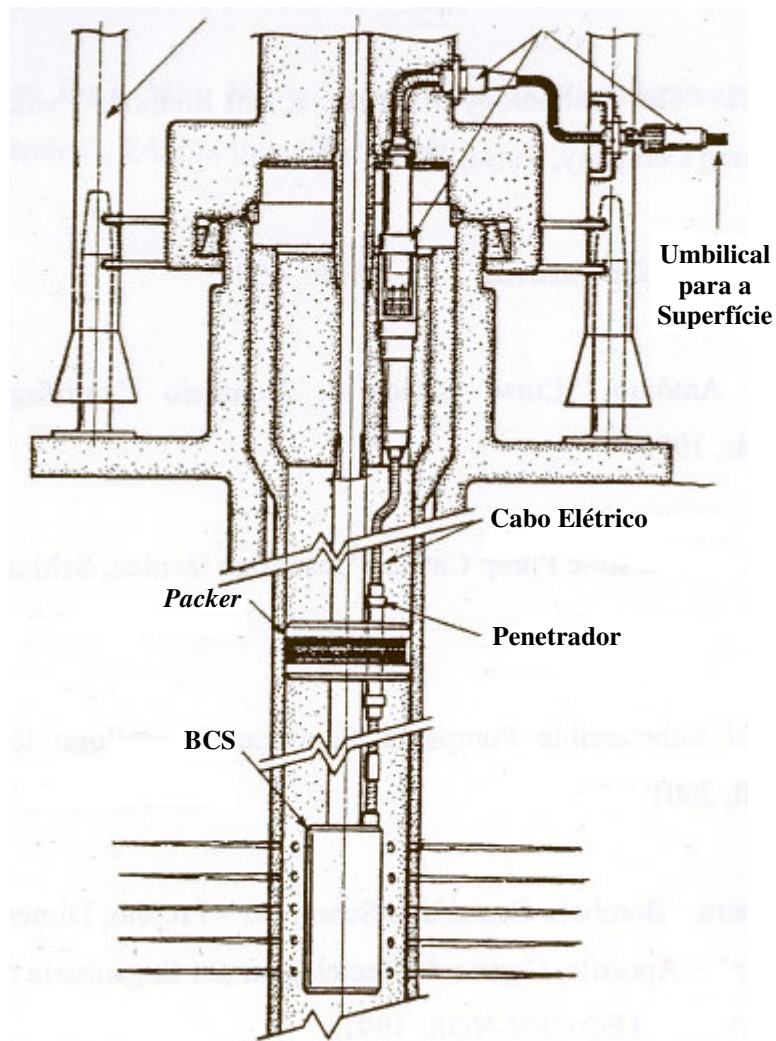


Figura 6 - Desenho esquemático de conexões elétricas em ANM para BCSS.

Na PETROBRAS, tem sido utilizado atualmente o conceito de árvore de natal molhada horizontal (ANMH), que foi concebida, inicialmente, para utilizações com bombeio centrífugo submerso submarino (BCSS). A ANMH pode ser descrita como uma base adaptadora de produção (BAP) com válvulas montadas na sua lateral, permitindo a intervenção no poço sem a retirada da ANM. Mantém o propósito básico de controle do fluxo de hidrocarbonetos, com redução no número de válvulas. A Figura 7 apresenta um desenho esquemático de ANMH.

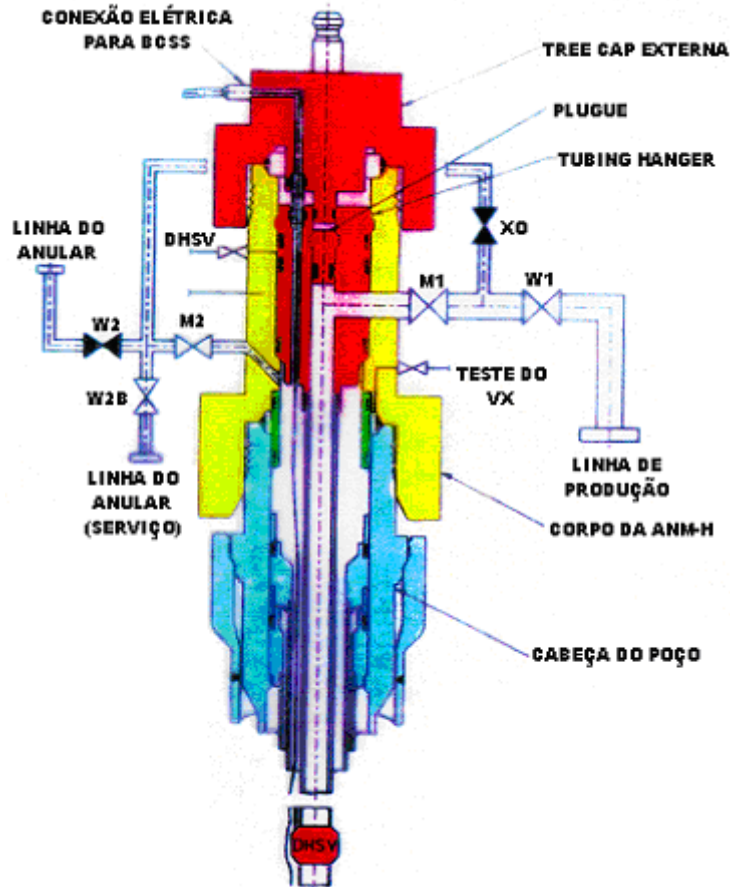


Figura 7 - Desenho esquemático de ANMH.

2.1.2.3 Bomba Centrífuga Vertical Submarina

É instalada no leito marinho e usada para elevação artificial de hidrocarbonetos com baixa razão gás-óleo ou a jusante de separadores trifásicos submarinos, para re-injeção de água. Também pode ser usada em sistemas de injeção submarina de água bruta, ou a jusante de separadores bifásicos submarinos, para elevação artificial de hidrocarbonetos.

O desenvolvimento das bombas monofásicas submarinas começou na década de 1980, durante o projeto de separação submarina GA-SP, no qual a empresa Hayward Tyler foi envolvida no desenvolvimento do protótipo para o projeto. Atualmente existem bombas deste tipo disponíveis no mercado, que é basicamente dominado por duas empresas: Framo Engineering e Aker Kvaerner. A tecnologia de bombeamento centrífugo é a mais aplicada para bombas monofásicas submarinas. Existem três aplicações no mundo deste tipo de bomba:

- Sistema de bombeamento de Lufeng: instalado na costa sul da China em 1997, tem como função a elevação artificial de hidrocarboneto [13];
- Bomba de re-injeção de Troll Pilot: instalado no Mar do Norte em junho de 2000, é um módulo da estação submarina de separação, responsável pela injeção da água produzida separada na estação submarina [14];
- Bomba de re-injeção de Tordis: mesmo papel da bomba de Troll Pilot, só que aplicada ao sistema de separação submarina de Tordis, foi instalada em outubro de 2007 no Mar do Norte [15].

As duas primeiras aplicações acima são mais antigas e existem relatos indicando bom desempenho, como no caso de Troll Pilot [16], e desempenho acima da expectativa, como no caso das bombas de Lufeng [13]. Estas duas aplicações serão melhor descritas ainda neste capítulo, no item 2.1.3 - Histórico de Aplicação de Sistemas de Processamento Submarino.

Em sistemas de separação trifásica submarina, as bombas monofásicas são predominantemente usadas pela necessidade de se re-injetar a água produzida, porém, em algumas situações, pode ser necessário também uma bomba multifásica submarina para bombear, através do mesmo duto, o óleo e o gás separados. Um exemplo deste tipo de aplicação ocorre no sistema de separação submarina de Tordis, que será mais bem detalhado no decorrer deste capítulo.

Atualmente existem três sistemas submarinos de injeção de água bruta em desenvolvimento no mundo, em estágios diferentes de evolução:

- Sistema submarino de injeção de Columba E: este será provavelmente o primeiro sistema deste tipo a ser instalado no mundo. O campo de Columba E, situado no setor britânico do Mar do Norte, é operado pela empresa CNR e a unidade de bombeio é de fabricação Framo [17]. A previsão de instalação é 2008;
- Sistema submarino de injeção de Tyrihans: este campo, situado no setor norueguês do Mar do Norte, é operado pela empresa StatoilHydro. O sistema é composto por duas bombas, fornecidas pela empresa Aker Kvaerner, e será entregue no segundo semestre de 2008. O campo de Tyrihans irá entrar em produção na metade de 2009 e o sistema deverá ser instalado até o final deste mesmo ano [18];

- Sistema submarino de injeção de Albacora (Bacia de Campos): este sistema tem previsão de instalação em 2009 [7], e será composto de bombas Framo.

O sistema de Columba E será instalado a uma lâmina d'água de 145 metros. Este sistema terá capacidade de injeção de 8.744 m³/d a pressão de 32 MPa (320 bar), podendo a pressão ser elevada até 39 MPa (390 bar), caso haja necessidade de fraturamento do reservatório [17]. O sistema de Tyrihans será instalado a uma lâmina d'água de 270 metros, a 32 quilômetros da plataforma de Kristin, possuindo vazão total de injeção de 4.450 m³/d [18].

No Brasil, a previsão de instalação do primeiro sistema de injeção de água bruta é em 2009, com o sistema a ser instalado em lâminas d'água que variam de 370 a 400 metros de profundidade no campo de Albacora, Bacia de Campos. São três bombas, de fabricação Framo, instaladas de modo a duas delas atenderem cada uma a três poços injetores e uma bomba dedicada a outros dois poços injetores. As três bombas pressurizam, portanto, oito poços injetores. As bombas injetarão um total de 22.000 m³/d em oito poços, de forma a repressurizar os reservatórios até a pressão de saturação [19].

2.1.3 Histórico de Aplicação de Sistemas de Processamento Submarino

2.1.3.1 Separação Trifásica Submarina

2.1.3.1.1 Troll Pilot

O sistema de separação trifásica submarina Troll Pilot foi o primeiro a ser instalado e a entrar em operação no mundo. Foi instalado em junho de 2000 no campo de Troll, situado no setor norueguês do Mar do Norte e operado pela empresa norueguesa StatoilHydro. O sistema Troll Pilot foi instalado a uma lâmina d'água de 340 metros a aproximadamente 3,5 quilômetros da plataforma de produção Troll C. O início de operação do sistema se deu em junho de 2000 [16].

O objetivo do sistema Troll Pilot é fazer a separação água-óleo e injetar a água separada no reservatório, que no caso desta aplicação é um reservatório de descarte. Os principais componentes da estação submarina Troll Pilot são os seguintes [14]:

- Separador submarino;
- Bomba de injeção de água;
- Poço injetor e árvore de natal molhada de injeção.



Figura 8 - Ilustração artística de Troll Pilot, ligado a um template [14].

Seguem abaixo dados de projeto da estação submarina Troll Pilot.

Tabela 1 - Dados de projeto da estação submarina de Troll Pilot [7].

| Parâmetro | Dado de Projeto |
|---|---|
| Vazão de líquido | 9.540 m ³ /d |
| Vazão de gás | 800.000 Sm ³ /d |
| Vazão de óleo | 5.565 m ³ /d |
| Vazão de água nas condições de operação esperadas | 7.632 m ³ /d |
| Vazão de água na condição de máxima pressão de descarga | 5.724 m ³ /d |
| Pressão de operação do separador | 145 barg |
| Pressão de re-injeção | 193 barg |
| TOG (teor de óleo e graxas) máximo para re-injeção | 1.000 ppm |
| Fração máxima de água para a plataforma | 10% |
| Produção de areia | Muito pequena |
| Condição do fluido produzido | Corrosivo e de difícil separação, de acordo com a experiência de Troll B. |
| Temperatura | -5 a 68°C |
| Tempo de residência do óleo | 4,5 minutos |
| Tempo de residência da água | 7,5 minutos |
| Tempo de residência do gás | 45 minutos |
| Materiais | Aço carbono revestido internamente com Inconel 625 |

Como pode ser visto na Figura 8, o campo de Troll foi desenvolvido considerando-se a utilização de vários *templates*. Os poços ligados a estes *templates* são horizontais e foram completados em uma estreita zona produtora. Uma característica inerente deste tipo de completação é que logo após o início de produção os poços passam a produzir petróleo com alta fração de água. Desta forma, a plataforma Troll C teria sua capacidade de processamento de petróleo limitada pela alta quantidade de água produzida. Este foi um dos motivos que ensejou a instalação do sistema Troll Pilot ligado à plataforma Troll C, que teve então capacidade de processamento liberada para processamento de óleo.

Os fatores abaixo foram os principais motivadores para a implementação do projeto de Troll Pilot [14]:

- Aumentar a capacidade de tratamento de água da plataforma de Troll C;
- Demonstrar viabilidade econômica para sistemas submarinos de separação água-óleo e *boosting* como visão de futuro para outras aplicações, considerando competitividade em relação a instalações de processamento na superfície.

O sistema Troll Pilot representou um grande salto tecnológico, e trouxe consigo o desenvolvimento de várias tecnologias, dentre as quais se destacam [14]: separação trifásica submarina, sistema de suprimento de potência elétrica de frequência variável para consumidor submarino (no caso, a bomba de injeção de água), umbilical de serviço integrado para cinco grupos de funções (incluindo fibras óticas), bomba submarina de injeção de água de 2 MW, conector elétrico submarino de 2 MW (11kV) e sistemas submarinos nucleônico e indutivo de medição de nível.

Na Figura 9 pode-se ver o fluxograma de processo simplificado de Troll Pilot.

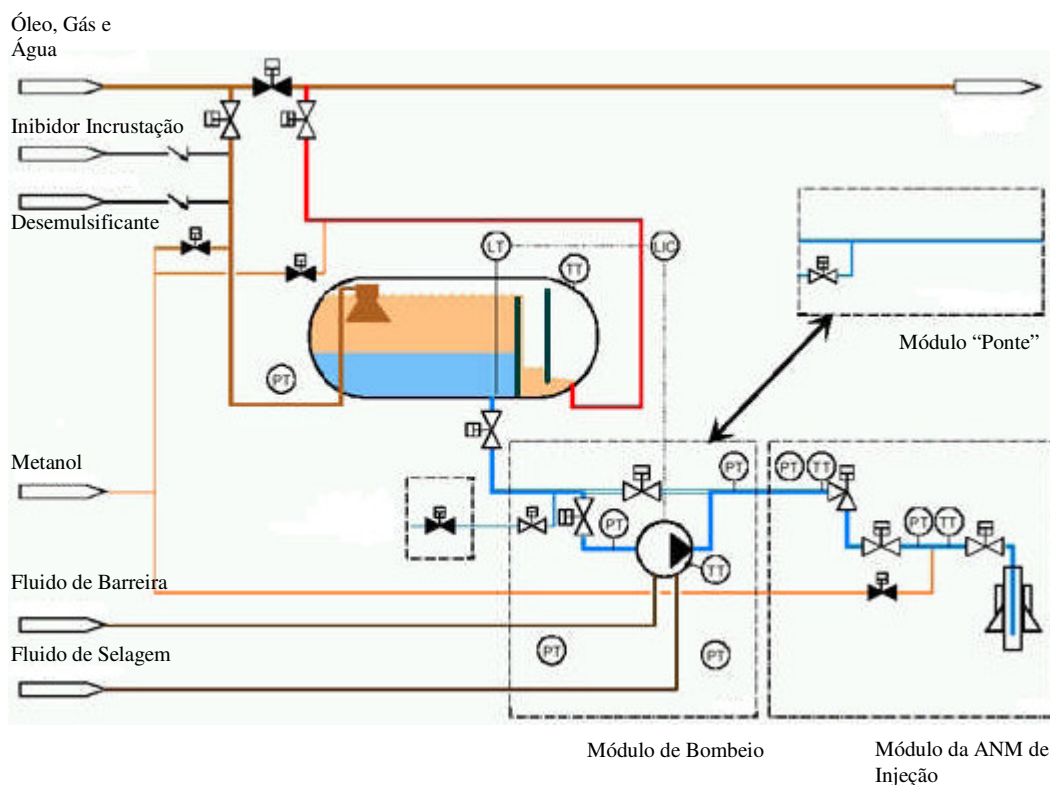


Figura 9 – Fluxograma de processo simplificado da estação submarina de Troll Pilot [7].

O fluido produzido (ilustrado em marrom na Figura 9) entra no sistema e é direcionado para o separador gravitacional, onde ocorre a separação trifásica gás-óleo-água. Logo na

entrada do sistema existem três válvulas responsáveis pelo alinhamento da produção, seja para processamento na estação submarina ou *by-pass* direto para a plataforma, esta última manobra útil nas situações de parada do sistema por motivo de intervenção no mesmo para retirada de algum módulo para manutenção.

A água separada (em azul na Figura 9) é pressurizada através da bomba centrífuga vertical presente no módulo de bombeio da estação submarina. Sob certas condições de pressão no separador e injetividade do reservatório, a re-injeção de água poderá se dar pelo peso da coluna hidrostática, sem a necessidade de bombeamento. Entretanto, na maior parte das situações se faz necessária a utilização da bomba, que possui um motor com potência de 2 MW. Nas situações de retirada da bomba para manutenção, o módulo “ponte” pode ser utilizado para permitir a re-injeção até que o módulo de bombeio possa ser reinstalado.

Separador

O separador de Troll Pilot é gravitacional e similar a vários outros utilizados em plataformas e instalações de processamento em terra, com algumas diferenças em seus dispositivos internos. Com o objetivo de reduzir o espaço necessário para a separação do gás e diminuir a turbulência na região de segregação óleo-água, foi utilizado na entrada do fluxo no separador um dispositivo ciclônico, indicado na Figura 10 [16]. Também nesta figura podem ser vistas as dimensões do separador.

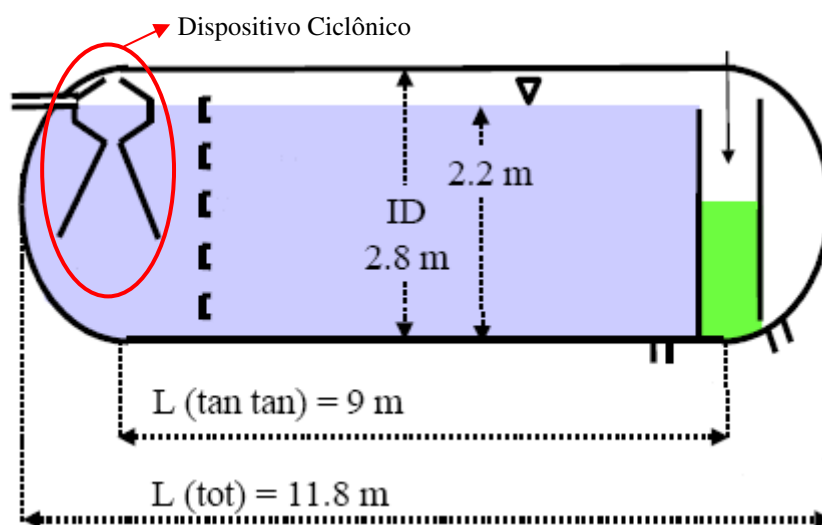


Figura 10 – Dimensões do separador de Troll Pilot [20].

O gás e o óleo passam pela primeira chicana, e possuem uma saída comum. A água sai pelo fundo do vaso, e segue para a bomba de re-injeção. Em operação normal, foram observados tempos de residência de dez minutos para o óleo, dezenove minutos para a água e trinta e cinco minutos para o gás [7].

De agosto de 2001 a março de 2002 foram direcionados três poços para Troll Pilot, todos com fração de água de cerca de 50%. Durante este período a estação submarina operou com metade de sua capacidade. O desempenho foi o seguinte [16]:

- Teor de água no óleo que segue para a plataforma: 4 a 7%
- TOG na água a ser re-injetada: 500 a 600 ppm;
- Não foi usado desemulsificante.

A partir de março de 2002 até maio de 2003 foi colocado mais um poço para produzir para a estação submarina, o que fez com que esta operasse a quase 100% de capacidade. As frações de água dos poços neste período variaram de 50% a até mais de 70%. O desempenho foi o seguinte [16]:

- Teor de água no óleo: 5 a 30%. Neste período a vazão de óleo foi acima da especificada em projeto;
- TOG na água a ser re-injetada: 15 a 500 ppm;
- Foi usado desemulsificante.

Sistema de Gerenciamento de Areia

Em Troll Pilot considerou-se a expectativa de produção de sólidos mínima durante a operação. Estimou-se que a maior parte dos sólidos seria constituída por finos que não seriam segregados no fundo do separador e sim seguiriam em grande parte com o óleo e a água. Nas situações nas quais houvesse previsão de grande produção de areia, como por exemplo, durante o início de produção de novos poços, o fluido produzido seria direcionado para a plataforma, através das válvulas de *by-pass*. No interior do separador foi utilizado um sistema para fluidização dos sólidos através de jatos d'água, conforme se vê na Figura 11 [16].



Figura 11 – Interior do separador de Troll Pilot, mostrando os bicos de jateamento d'água [7].

Este sistema é composto dos bicos para jateamento d'água localizados no interior do vaso separador, mostrados na Figura 11, e de uma unidade de limpeza recuperável, composta de filtro, ciclone para separação de areia e bomba, conforme mostra a Figura 12.

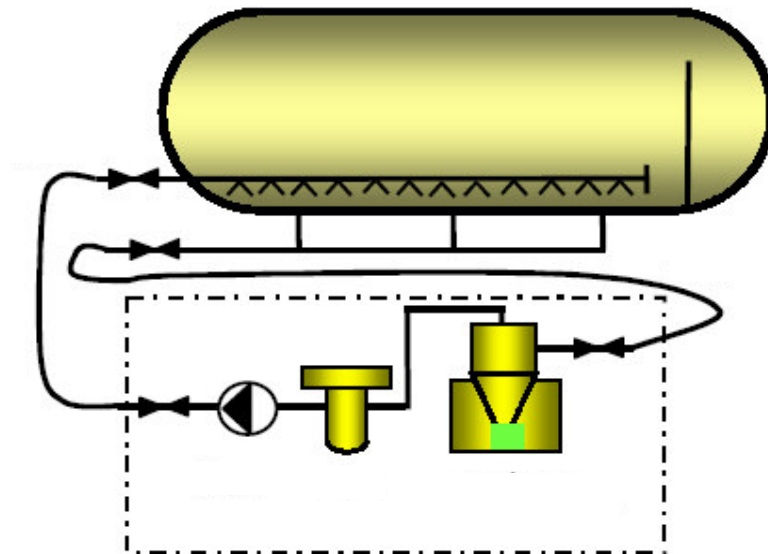


Figura 12 – Sistema de remoção de areia de Troll Pilot [7].

A água é pressurizada através desta unidade, que é usada eventualmente e constitui-se de outra estrutura, independente do *template* no qual está instalado o

sistema de separação água-óleo. A idéia é instalar esta unidade toda vez que for necessário. O separador possui duas conexões nas quais é conectada esta unidade, a qual bombeia água para dentro do vaso separador, onde é feito o jateamento com água através dos bicos mostrados na Figura 11. No interior do separador existe também uma região, localizada na região da geratriz inferior do vaso, que serve para acumular a mistura de água e areia. Após o jateamento, esta mistura é succionada através de três saídas localizadas na geratriz inferior do vaso separador. Esta limpeza é feita até que o separador esteja livre de areia (ou com pouca quantidade) ou que o separador ciclônico de areia esteja saturado, o que pode ser verificado através da monitoração da queda de pressão no separador ciclônico [14,20]. Este sistema foi projetado para lidar com 15 mg/m³ em operação normal e até 500 mg/m³ quando da ocorrência de produção acidental de areia [7].

Falhas em Troll Pilot

A primeira falha do sistema Troll Pilot ocorreu no mesmo mês de sua instalação, junho de 2000. Foram falhas nos conectores elétricos de alta voltagem e nos conectores elétricos de distribuição de potência para instrumentação. Estas falhas desencadearam a criação, pela operadora Hydro, de um projeto de manutenção e melhoria da estação submarina Troll Pilot (*Troll Pilot Repair and Upgrade Project*), que consumiu quinze milhões de dólares e oito meses de trabalho, que incluiu várias intervenções na estação submarina no verão europeu de 2001 [14]. Em 25 de agosto de 2001 a estação submarina estava de volta à operação, com todos os reparos e melhorias implementadas.

Outra parada do sistema aconteceu entre o terceiro quadrimestre de 2003 e o segundo quadrimestre de 2004, quando a bomba de re-injeção falhou e foi substituída [7]. Deve-se lembrar que o sistema Troll Pilot tem certa tolerância à falha da bomba de re-injeção, visto que a água produzida pode continuar a ser re-injetada, em certas situações, somente pela ação da pressão exercida pela coluna hidrostática. Para viabilizar este modo de operação é instalado o módulo “ponte”, mostrado na Figura 9.

2.1.3.1.2 Tordis [7,15,21]

Operado pela empresa norueguesa StatoilHydro, o campo de Tordis situa-se no Mar do Norte, na plataforma continental norueguesa, e está produzindo desde 1994. A plataforma de Gulfaks C recebe a produção de seus poços, via um *manifold*, que está a uma lâmina d'água de 200 metros. Tordis é um campo maduro, que atualmente possui uma produção crescente de água. A plataforma de Gulfaks, ligada ao campo de Tordis por 11 quilômetros de dutos submarinos, não possui capacidade para tratar a quantidade de água produzida, inviabilizando desta forma a continuidade da produção. Por este motivo, foi desenvolvido o sistema de separação submarina e injeção de água de Tordis, que possibilitará a destinação da água produzida para injeção de água, ao invés da plataforma, e possibilitará um efeito de *boosting*, ou seja, diminuição da pressão na cabeça do poço, aumentando assim a produção de óleo, mesmo após o início da queda de pressão estática do reservatório.

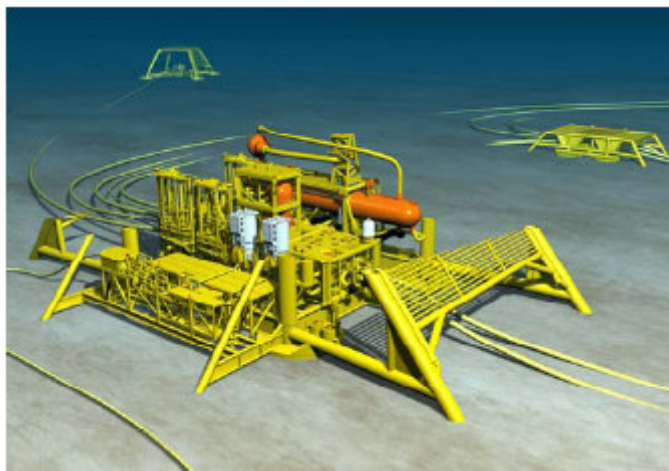


Figura 13 – Ilustração artística da estação submarina de separação, "boosting" e injeção de água de Tordis [15].

Na Figura 13 está representada a estação submarina de Tordis, onde se pode notar o separador água-óleo e o separador de areia em laranja. As bombas multifásica e de injeção de água e os detectores de vazamento são mostrados em branco. A estrutura de proteção contra redes de pesca, comumente utilizada no Mar do Norte, foi retirada da ilustração para melhor visibilidade. Nesta figura, pode-se ver acima à esquerda, o poço de injeção, e à direita, o *manifold*.

O sistema submarino de separação e injeção de água de Tordis é o primeiro a entrar em operação no mundo, considerando-se grandes vazões. A primeira estação submarina de separação água-óleo e injeção de água foi a de Troll Pilot, conforme mostrado anteriormente, porém sua produção total de líquido é de 10.000 m³/d, enquanto que a do sistema de separação submarina de Tordis é de 33.000 m³/d. A expectativa da operadora de Tordis é aumentar o fator de recuperação do campo de 49 para 55%, o que significa adicionar à produção 35 milhões de barris e aumentar a vida do campo de 15 a 17 anos.

O campo de Tordis consiste de cinco poços satélites e quatro poços em *template*, todos produzindo para um *manifold*. Deste *manifold*, dois dutos de 10 polegadas de diâmetro com 11 quilômetros de comprimento conduziam a produção até a plataforma de Gulfaks C. O sistema de separação submarina foi instalado próximo ao *manifold* existente. Propositamente, os primeiros 300 metros do duto são flexíveis, o que possibilitou a conexão desta parte inicial do duto ao sistema de separação submarina e a instalação de novos dutos do *manifold* existente até a planta de processo submarina. Em 2006, foi instalado um manifold de interligação, chamado PLIM (em inglês, *Pipeline Inline Manifold*), ao qual os dutos flexíveis existentes foram conectados. Após a instalação do PLIM, a produção passou a ser feita através deste último, até a instalação da planta de processo submarina. Posteriormente foi feita a interligação do PLIM com o sistema de separação submarina, além das demais interligações.

Dois dutos conduzirão a produção do PLIM para a planta de processo submarina e um duto conduzirá o petróleo (já separado da água) de volta para o PLIM. A água e a areia separadas seguem então para o poço de injeção (formação Utsira).

Conforme dito acima, o petróleo vindo do PLIM segue para o sistema de separação submarina, onde óleo e água são separados. Também há separação de areia, que é injetada juntamente com a água produzida, porém em um ponto a jusante da bomba de injeção de água. O óleo e o gás são bombeados por uma bomba multifásica submarina para a plataforma de Gulfaks C. O desenho esquemático da Figura 14 ilustra de maneira simplificada o fluxograma de processo da estação submarina de Tordis.

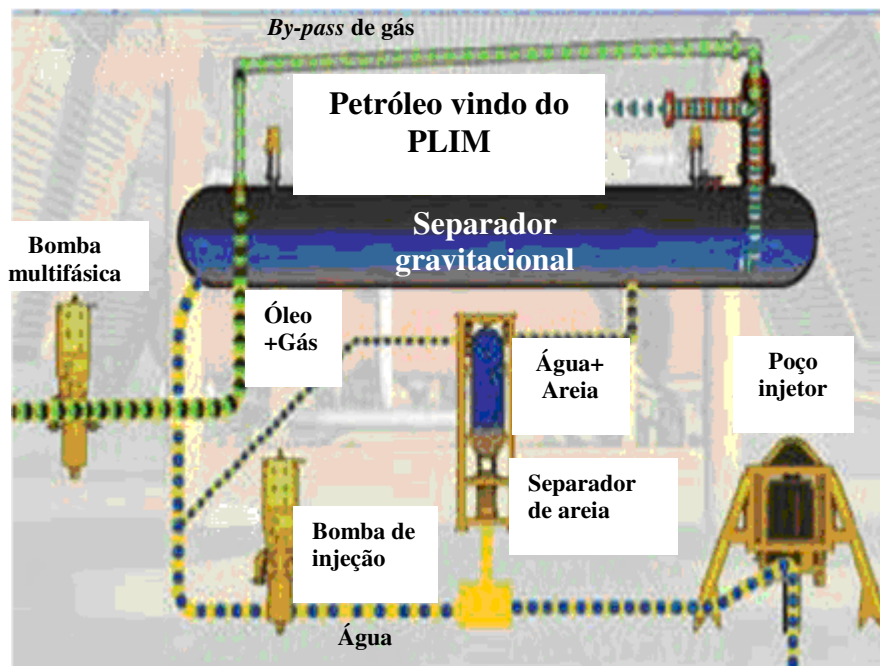


Figura 14 - Desenho esquemático simplificado do fluxograma de processo do sistema submarino de separação, "boosting" e injeção de Tordis [7].

O petróleo entra no ciclone, localizado acima do separador água-óleo, e o gás é separado e direcionado para um *by-pass* onde depois é recombinado com o óleo separado. O líquido entra no separador e lá ocorre a separação gravitacional, com a segregação óleo-água-areia. A bomba multifásica impulsiona a mistura óleo-gás (com algum teor residual de água) para a plataforma Gulfaks C, enquanto a água separada é bombeada pela bomba de injeção de água para o poço injetor (formação Utsira). A areia é removida do separador água-óleo por um processo de batelada (uma ou duas vezes por semana) para o separador de areia (*desander*). Periodicamente, é aberta uma válvula de uma tubulação de água localizada a jusante da bomba de injeção de água, que permite que o reservatório de areia, localizado internamente ao separador de areia, seja lavado, fazendo com que essa areia seja injetada na corrente da água de injeção de água, a jusante da bomba, seguindo então para a ANM de injeção, localizada sobre a formação Utsira.

Os parâmetros de projeto para a produção em Tordis com o sistema de separação submarina são os seguintes:

- Produção de óleo: 9.000 m³/d;
- Produção de água: 24.000 m³/d;
- Produção de gás: 1.000.000 Sm³/d.

A estação de separação submarina de Tordis (SSBI, em inglês *Subsea Separation, Boosting and Injection*) foi concebida de forma modularizada, de forma a proporcionar uma maior disponibilidade do sistema, através da recuperação individual dos módulos que em algum momento precisem de reparo ou substituição. Os seguintes módulos compõem a estação submarina:

Tabela 2 - Módulos que compõem a estação submarina de Tordis e seus respectivos pesos aproximados [15].

| Módulo | Peso (aproximado) |
|--|-----------------------------|
| 1) Separador (incluindo medidores de nível nucleônicos recuperáveis) | 250 ton |
| 2) Manifold (incluindo módulo de controle submarino recuperável) | 230 ton |
| 3) Separador de areia (<i>desander</i>) | 60 ton |
| 4) Bombas multifásica e de injeção de água | 40 ton (20 ton cada bomba) |
| 5) Monitoração e controle de injeção de água | 15 ton |
| 6) Medidores multifásicos | 32 ton (16 ton cada módulo) |

A seguir são feitas descrições sucintas dos módulos integrantes da estação submarina de separação de Tordis:

- Módulo do separador: na Figura 15 pode ser visto o separador de Tordis, onde acima do separador estão localizados o ciclone (separador bifásico) e o *by-pass* de gás. A separação de gás anterior à entrada do fluido produzido no separador água-óleo proporcionou um projeto deste último com menores dimensões.

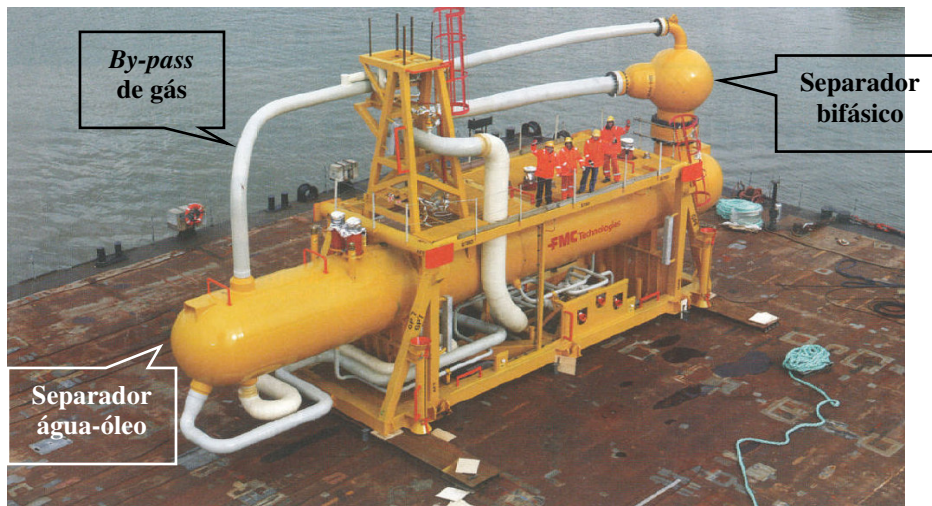


Figura 15 - Separador submarino de Tordis [7].

- Módulo *Manifold*: todos os módulos serão instalados neste *manifold*. O módulo do separador, citado acima, é conectado ao módulo *manifold* através de quatro conectores hidráulicos submarinos. Por este motivo, é de vital importância que as tolerâncias de fabricação previstas no projeto para esta interface sejam rigorosamente obedecidas.
- Módulo Separador de Areia (*Desander*): este módulo é responsável pela retirada de areia do sistema. Conforme anteriormente descrito, a areia é retirada inicialmente no separador submarino. Esta areia, depositada no fundo do vaso, é succionada e direcionada para o separador de areia, que faz a separação (gravitacional) de forma que a água isenta de sólidos (ou “quase isenta”) é direcionada para um ponto a montante da bomba de injeção de água. A areia acumulada no separador de areia é direcionada para um ponto a jusante da bomba de injeção de água, através de água pressurizada proveniente de tomada na linha de água a jusante da bomba. Desta forma, a bomba de injeção de água fica mais protegida da ação erosiva da areia. O separador de areia, por constituir-se numa considerável inovação tecnológica, foi objeto de um processo de qualificação.
- Módulos de medidores multifásicos: os dois módulos de medidores multifásicos são colocados nas duas tubulações que chegam ao separador. Este medidores foram objeto de qualificação devido às suas altas vazões e dimensões.
- Módulos de bombas multifásica e de injeção de água: ambas as bombas possuem motor com potência de 2,3 MW. A bomba multifásica é helicoaxial e a

bomba de injeção de água é centrífuga. A estação submarina de Tordis possui também um módulo de medição e controle da vazão de injeção de água. A potência elétrica para as bombas é fornecida através de um umbilical de alta potência. Os sinais de controle para as bombas e o módulo de controle submarino são fornecidos através de um umbilical de controle convencional. A importância das bombas multifásica e de injeção de água em termos de controle e filosofia de operação são as seguintes:

- Para a bomba multifásica submarina:
 - Para proporcionar condições estáveis para os poços, a pressão no interior do separador é controlada através do ajuste da velocidade da bomba multifásica. Notar que o variador de frequência da bomba multifásica submarina situa-se na plataforma.
- Para a bomba submarina de injeção de água:
 - O nível da interface água-óleo no separador é controlado através do ajuste da velocidade da bomba de injeção de água. O variador de frequência desta bomba também se situa na plataforma.

Gerenciamento de Areia [21]

No interior do separador foi utilizado um sistema de jateamento d'água similar ao usado em Troll Pilot, só que desta vez tangencial ao fundo do separador. Estes jatos promovem a fluidização dos sólidos, os quais são succionados através de tubos, de maneira similar ao utilizado em Troll Pilot.

A mistura de água e areia segue então para o separador de areia, que opera com vazão de 5 a 10% da vazão de re-injeção, possibilitando menores dimensões para o equipamento. Este último possui poucas partes internas, o que ajuda a minimizar o risco de falha.

Programa de Qualificação de Tordis [7,21]

Algumas tecnologias componentes do sistema de separação submarina de Tordis podiam ser consideradas tecnologias maduras à época do projeto, como por exemplo, as bombas multifásica e monofásica [7,21]. Outras tecnologias, como a separação trifásica, por exemplo, já haviam sido qualificadas anteriormente no projeto de Troll Pilot,

lembrando que, apesar disto, as tecnologias de separação gás-água-óleo utilizadas nos dois projetos são diferentes, apesar de similares.

As qualificações realizadas em Tordis referem-se basicamente a características do cenário e *lay-out* submarino adotado que trazem impacto aos componentes do sistema. Estas características são as seguintes:

- Expectativa de alta produção de areia, acima de 500 kg/d;
- Re-injeção da areia, juntamente com a água produzida;
- O sistema de separação submarina e re-injeção de Tordis deveria ter capacidade para produzir mais de 30.000 m³/d de líquido. O desafio era projetar um módulo de separação recuperável submarino com peso abaixo de 200 toneladas.

As características acima ensejaram a formulação e realização de um programa de qualificação com os seguintes objetivos principais:

- Avaliação do desempenho do separador trifásico;
- Qualificação do separador de areia;
- Projeto da bomba adequado a presença de areia na água de re-injeção;
- Qualificação de conectores elétricos submarinos de alta voltagem (36 kV);
- Teste de válvulas de expurgo de areia.

Os resultados destes testes foram os seguintes [21]:

- Avaliação do desempenho do separador trifásico: foi finalizado o projeto dos internos do separador, com base em testes em escala reduzida, em condições submarinas e outros testes com separador transparente;
- Qualificação do separador de areia: foi qualificado para separação de areia, bem como para remoção da mesma;
- Projeto da bomba adequado a presença de areia na água de re-injeção: foram feitos testes com componentes da bomba em materiais especiais, o que aumentou muito a resistência da bomba e determinou que a vida da bomba não será definida pela ação da areia;
- Qualificação de conectores elétricos submarinos de alta voltagem (36 kV): estes conectores não foram necessários no projeto de Tordis, porém poderão ser úteis em futuras aplicações;
- Teste de válvulas de expurgo de areia: este teste teve por objetivo avaliar qual tipo de válvula seria mais adequado, gaveta ou esfera, nas condições do sistema, ou seja, grande quantidade de areia e altas frequência de operação,

considerando-se que estes últimos parâmetros são mais exigentes do que sistemas atualmente instalados estejam enfrentando. Os testes indicaram as válvulas do tipo gaveta como as mais indicadas para as condições de Tordis.

2.1.3.2 Bombeamento Monofásico Submarino

A mais antiga aplicação de bomba monofásica submarina no leito marinho é o sistema com bombas para elevação de petróleo do campo de Lufeng, China. As demais aplicações são para re-injeção de água, nos sistemas de Troll Pilot e Tordis, já abordadas nos itens anteriores.

2.1.3.2.1 Lufeng

Em 1997 cinco bombas centrífugas monofásicas submarinas foram instaladas no campo de Lufeng, localizado próximo à costa sul da China, para elevação artificial de petróleo. Estas bombas foram instaladas na base do *riser*, a uma lâmina d'água de 335 metros e estão em operação desde Janeiro de 1998. Estas bombas estão instaladas em uma estrutura, hidraulicamente ligadas às árvores de natal molhadas [13].

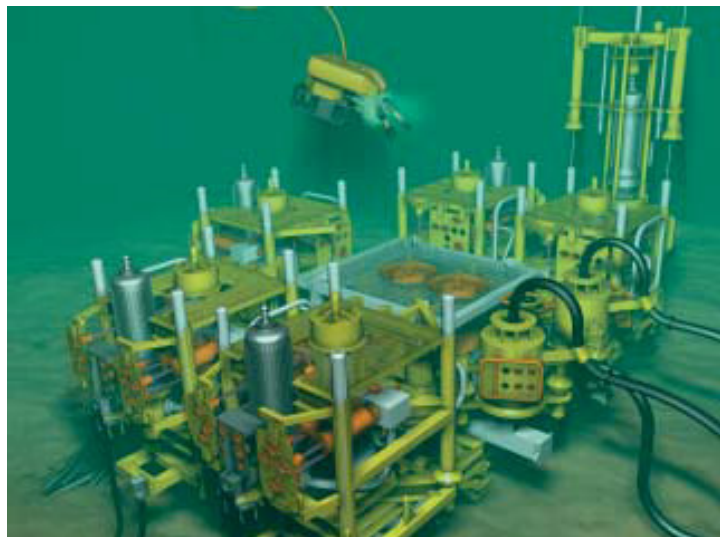


Figura 16 - Estrutura com cinco bombas monofásicas submarinas instaladas no campo de Lufeng, China, em 1997 [13].

Estas bombas são de três estágios e podem acomodar em torno de 3% de gás na corrente líquida. Cada bomba é capaz de bombear 20.000 barris/dia, aplicando 35 bar de

pressão diferencial. No início do desenvolvimento do campo a pressão na cabeça do poço (*wellhead pressure*) era baixa, em torno de 100 psig, bem como a fração de gás (GVF, em inglês, *Gas Void Fraction*).

3 FUNDAMENTOS DE ELEVAÇÃO DE PETRÓLEO [4]

Neste capítulo serão apresentados os conceitos mais importantes das disciplinas de engenharia de petróleo abordadas nesta dissertação. Os conceitos de engenharia de petróleo aqui apresentados são definidos por THOMAS *et al.*[4], e serão especialmente úteis para o entendimento da análise de elevação e escoamento apresentada no Capítulo 6. Serão apresentados alguns conceitos de reservatórios, necessários para a compreensão das análises de elevação aqui realizadas, e, de forma um pouco mais detalhada, conceitos de elevação de petróleo.

3.1 Engenharia de Reservatórios

A engenharia de reservatórios é o ramo de conhecimento da engenharia de petróleo que através de disciplinas como geologia do petróleo, petrofísica, comportamento de reservatórios, análise de testes de poços e simulação de reservatórios estuda a caracterização das jazidas, as propriedades das rochas, as propriedades dos fluidos nela contidos, a maneira como estes fluidos interagem dentro da rocha e as leis físicas que regem o movimento dos fluidos no seu interior, com o objetivo de maximizar a produção de hidrocarbonetos com o menor custo possível. Serão apresentados a seguir somente alguns conceitos e definições necessárias para o entendimento de alguns dos parâmetros de entrada das simulações de elevação.

3.1.1 Avaliação de Formações

Denominam-se “Avaliação de Formações” as atividades e estudos que visam definir em termos qualitativos e quantitativos o potencial de uma jazida petrolífera, isto é, a sua capacidade produtiva e a valoração das suas reservas de óleo e gás. A avaliação das formações baseia-se principalmente na perfilagem a poço aberto, no teste de formação a poço aberto, nos testes de pressão a poço revestido e na perfilagem de produção [4].

Especificamente em relação aos testes de pressão, diversos tipos de testes podem ser programados e executados, dependendo dos objetivos que se espera alcançar. Um

destes testes é o de determinação da produtividade da formação. Neste teste, o fluido produzido passa por equipamentos reguladores de fluxo (que podem ser fixos ou ajustáveis), logo ao chegar à superfície. As vazões do teste e as pressões na cabeça do poço são controladas pela restrição imposta ao fluxo. Portanto, a vazão do teste, por si só, não caracteriza a capacidade de fluxo. A capacidade de fluxo do poço é caracterizada pelo índice de produtividade (IP), definido por [4]:

$$IP = \frac{q}{P_e - P_w} \quad (3.1)$$

Onde q é vazão, P_e a pressão estática (ou média) do reservatório e P_w é pressão de fluxo no fundo do poço. O índice de produtividade pode ser utilizado para estimar a vazão do poço para diferentes pressões de fluxo, correspondentes a diferentes aberturas nos reguladores de fluxo [4].

3.1.2 Parâmetros de Reservatório Importantes na Análise de Elevação e Escoamento

RGO, RAO e BSW

Existem algumas relações dentro da engenharia de petróleo que são utilizadas como indicadores, tanto de características como de estágios da vida produtiva dos reservatórios. Os mais utilizados são a razão gás-óleo (RGO), a razão água-óleo (RAO), e o BSW (do inglês (*basic sediments and water*)). A razão gás-óleo é a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. Uma razão gás-óleo elevada poderia ser o indicador de que o reservatório está bastante depletado (ou seja, que sua pressão caiu bastante), ou que, por exemplo, a fração de componentes mais voláteis na mistura líquida do reservatório é elevada. A razão água-óleo é a relação entre a vazão de água e a vazão de óleo, ambas medidas nas condições de superfície. O BSW é o quociente entre a vazão de água mais os sedimentos que estão sendo produzidos e a vazão total de líquidos e sedimentos [4]. Muitas vezes o BSW é erradamente citado com o significado de teor de água de uma corrente produzida. Para expressar corretamente o percentual de água produzida por um poço, pode-se usar a

expressão *watercut*, em inglês, ou simplesmente “corte de água”, ou “fração de água” em português.

Fator Volume de Formação do Óleo

Fator volume de formação do óleo (B_o) é a razão entre o volume que a fase líquida ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa nas condições de superfície. O fator volume de formação do óleo expressa que volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer é necessário para se obter uma unidade de volume de óleo nas condições de superfície [4].

Razão de Solubilidade Gás-Óleo

O petróleo, ao se deslocar para regiões de menor pressão, libera parte do gás outrora dissolvido. A razão de solubilidade R_s , é uma medida da quantidade de gás que ainda permanece em solução.

De uma forma um pouco mais rigorosa, pode-se dizer que razão de solubilidade de uma mistura líquida de hidrocarbonetos, a uma certa condição de pressão e temperatura, é a relação entre o volume de gás que está dissolvido (expresso em condições de superfície) e o volume de óleo que será obtido da mistura [4].

3.2 Elevação

Quando a pressão do reservatório é suficientemente elevada, os fluidos nele contidos alcançam livremente a superfície, dizendo-se que são produzidos por elevação natural. Os poços que produzem desta forma são denominados de poços surgentes. Quando a pressão do reservatório é relativamente baixa, os fluidos não alcançam a superfície sem que sejam utilizados meios artificiais para elevá-los. O mesmo ocorre no final da vida produtiva por surgência ou quando a vazão do poço está muito abaixo do que poderia produzir, necessitando de uma suplementação da energia natural através de "elevação artificial". Utilizando equipamentos específicos reduz-se a pressão de fluxo no fundo do poço, com o conseqüente aumento do diferencial de pressão sobre o

reservatório, resultando em um aumento de vazão. Os métodos de elevação artificial mais comuns na indústria do petróleo são [4]:

- *Gas-lift* Contínuo e Intermitente (GLC e GLI) ;
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS);
- Bombeio Mecânico com Hastes (BM);
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP).

A seleção do melhor método de elevação artificial para um determinado poço ou campo depende de vários fatores. Os principais a serem considerados são: número de poços, diâmetro do revestimento, produção de areia, razão gás-líquido, vazão, profundidade do reservatório, viscosidade dos fluidos, mecanismo de produção do reservatório, disponibilidade de energia, acesso aos poços, distância dos poços às estações ou plataformas de produção, equipamento disponível, pessoal treinado, investimento, custo operacional e segurança, entre outros. Cada método apresenta vantagens e desvantagens. Somente após conhecer com detalhes os quatro métodos de elevação artificial é que se poderá optar por um deles para determinado poço [4].

3.2.1 Elevação Natural

Na elevação natural de petróleo, o fluxo de fluidos (óleo, água e gás) desde o reservatório até as facilidades de produção (separadores, tratadores e tanques) é devido unicamente à energia do reservatório. Normalmente ocorre no início da vida produtiva das jazidas. Porém com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente. Comparando-se com poços que produzem por elevação artificial, os surgentes produzem com menores problemas operacionais devido à simplicidade dos equipamentos de superfície e subsuperfície, com maiores vazões de líquido e em consequência, com menor custo por unidade de volume produzido. Considerando estas vantagens tem-se procurado conhecer através dos anos as variáveis que afetam a vazão de um poço surgente buscando por meio de um controle racional de alguns fatores, manter e incrementar a quantidade de óleo produzido por elevação natural [4].

3.2.2 Fatores que Influem na Produção Acumulada por Surgência

Os principais fatores que influem na produção acumulada a ser obtida de um poço por elevação natural são [4]:

- propriedades dos fluidos;
- índice de produtividade do poço;
- mecanismo de produção do reservatório;
- dano causado à formação produtora durante a perfuração ou durante a completação do poço;
- aplicação de técnicas de estimulação;
- adequado isolamento das zonas de água e gás adjacentes à zona de óleo;
- características dos equipamentos utilizados no sistema de produção (coluna e linha de produção, restrições ao fluxo, etc.);
- adequado controle de produção dos poços através de testes periódicos de produção;
- estudo e acompanhamento da queda de pressão do reservatório.

O caminho percorrido pelos fluidos desde o reservatório até as facilidades de produção pode ser dividido em três etapas distintas que influem decisivamente na produção acumulada por surgência [4]:

- fluxo do fluido no reservatório, denominada fluxo no meio poroso ou recuperação;
- fluxo do fluido no poço, denominada de fluxo na coluna de produção ou elevação;
- fluxo do fluido através da linha de produção e/ou restrições, denominada de fluxo na superfície ou coleta.

As três etapas de fluxo estão interligadas e, em consequência, a vazão a ser obtida do poço é função do fluxo através do sistema como um todo. A Figura 17 ilustra o sistema de produção considerado na análise de elevação e escoamento realizada nesta dissertação, mostrando as etapas de fluxo citadas acima [4].

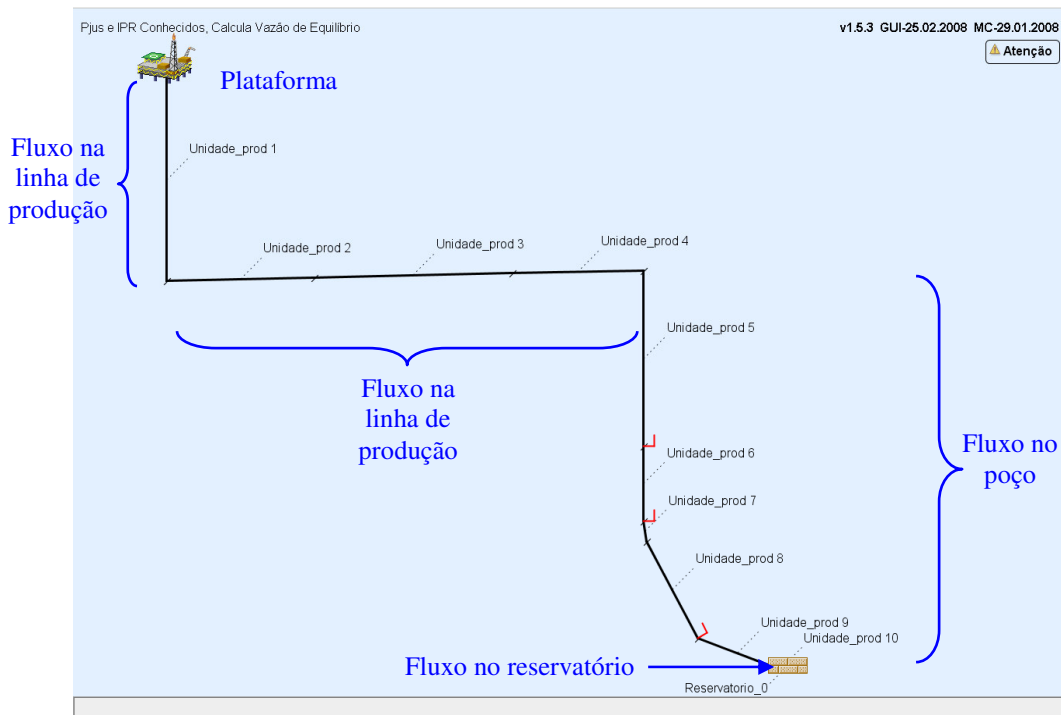


Figura 17 - Etapas de fluxo em um sistema de produção.

3.2.3 Fluxo no Meio Poroso

O valor do índice de produtividade (IP), conforme definido pela Equação 3.1, é determinado na prática efetuando-se um teste de produção com vazão constante medindo-se a correspondente pressão de fluxo P_w . Terminado o teste, o poço é fechado e após estabilização mede-se o valor da pressão estática P_e . Com os valores das pressões e da vazão calcula-se o valor do IP [4].

Devido à variação lenta da pressão do reservatório com o tempo, pode-se afirmar que para um determinado período de tempo e para pressões dinâmicas no fundo do poço maiores do que a pressão de saturação, o índice de produtividade permanece constante. Sendo assim, quanto maior o diferencial de pressão sobre o meio poroso, maior será a vazão de líquido que se desloca para o poço. A máxima vazão que poderia ser obtida ocorreria quando a pressão dinâmica de fundo fosse igual a zero. Entretanto, tal hipótese é impraticável em poços surgentes uma vez que é necessária uma pressão mínima para que o fluido da formação atinja os equipamentos de separação na superfície. A Equação 3.1 utilizada para definir o índice de produtividade em função da vazão e diferencial de pressão pode ser reescrita da seguinte forma [4]:

$$P_w = P_e - \frac{q}{IP} \quad (3.2)$$

Considerando que o índice de produtividade permaneça constante, independentemente da vazão de líquido, a equação acima é uma linha reta, denominada de IPR (em inglês, *Inflow Performance Relationship*), conforme mostra a Figura 18 [4].

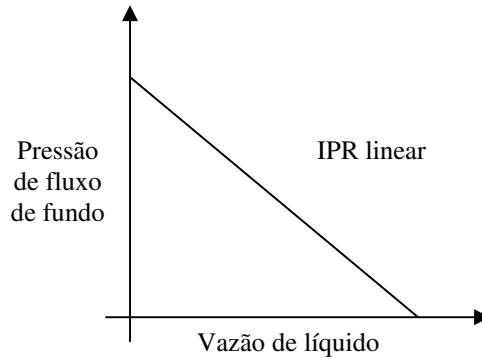


Figura 18 - Curva de IPR linear [4].

O modelo linear para IPR não se aplica quando as pressões no meio poroso estão abaixo da pressão de saturação do óleo, pois neste caso o gás sai de solução aumentando a saturação. O aumento da saturação de gás provoca um aumento em sua permeabilidade relativa, diminuindo em consequência a permeabilidade relativa ao óleo. Esta variação da permeabilidade relativa ao óleo com a pressão faz com que o índice de produtividade do poço também varie com a pressão, tornando inadequada a representação do fluxo no meio poroso através de uma IPR linear [4].

VOGEL [22] determinou a curva de IPR para vários poços produzindo de reservatórios com gás em solução. Traçou IPRs considerando vários estágios do reservatório e observou que ao adimensionalizar as curvas, dividindo todas as pressões pela pressão estática do reservatório, e todas as vazões pelo potencial do poço, estas se tornavam praticamente coincidentes. Propôs, então, o modelo dado pela seguinte equação [4]:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,1 \left(\frac{P_w}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_w}{P_e} \right)^2 \quad (3.3)$$

cuja representação é apresentada na Figura 19.

VOGEL [22] desenvolveu seu modelo para reservatórios de gás em solução com pressão igual ou abaixo da pressão de saturação. Para reservatórios com pressão acima da pressão de saturação e poços com dano, este modelo não deve ser aplicado, uma vez que existem outros modelos, como por exemplo o de PATTON e GOLAND [23], que foram desenvolvidos especialmente para estes casos [4].

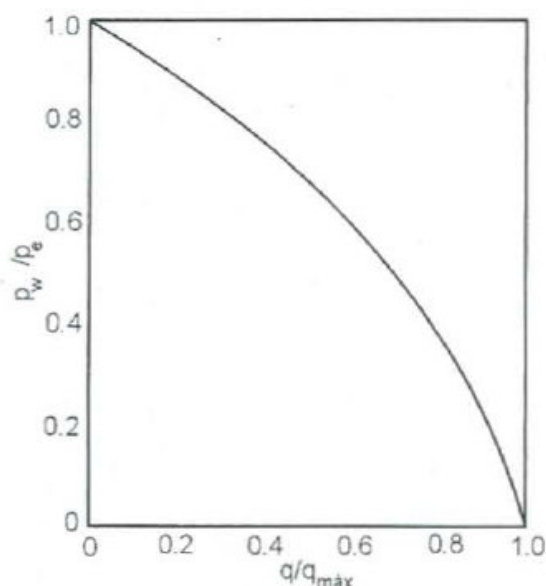


Figura 19 - Curva de IPR levantada pelo modelo de VOGEL [4].

A determinação da curva de IPR para um poço pode ser feita de várias maneiras. A mais precisa é por medição direta e consiste em produzir o poço de forma estabilizada em várias vazões e medir as correspondentes pressões dinâmicas de fundo. Quanto maior o número de pontos, mais representativa será a curva. A curva também pode ser traçada utilizando-se dois testes de produção, ou um teste e a pressão estática do reservatório. Nestes casos é necessária a utilização de um dos modelos disponíveis na literatura para o traçado da curva [4].

3.2.4 Fluxo na Coluna de Produção

Para que os fluidos cheguem até os separadores na superfície, é necessário que a pressão de fluxo no fundo do poço seja suficiente para vencer a coluna hidrostática do fluido na coluna de produção, as perdas por fricção, as perdas nas restrições (regulador de fluxo, válvulas, etc.), as perdas na linha de produção e a pressão nos equipamentos

de separação. A Figura 20 mostra um poço de petróleo onde a pressão de fluxo no fundo está representada por P_1 e a pressão na cabeça do poço por P_2 . A pressão P_2 representa a pressão necessária na cabeça do poço para que o fluido escoe até os equipamentos de separação [4].

O gradiente de pressão dentro da coluna de produção quando em fluxo é o resultado da soma do gradiente devido à elevação do gradiente devido à fricção e do gradiente devido à aceleração. O gradiente devido à elevação corresponde ao gradiente hidrostático do fluido que está escoando e é função unicamente de sua densidade. Na Figura 20 a reta de gradiente hidrostático foi traçada a partir de P_2 uma vez que esta pressão deve ser vencida para que haja fluxo [4].

O gradiente devido à fricção existe sempre que houver movimentação de fluidos. Além das características dos fluidos, as perdas por fricção são função do diâmetro e rugosidade da coluna de produção e da vazão. Quanto maiores as vazões, maiores as perdas por fricção, fazendo com que a pressão necessária no fundo do poço (P_1) aumente com o aumento de vazão. Adicionando-se estas perdas à curva de gradiente hidrostático temos como resultado a curva de gradiente dinâmico de pressão, conforme está representado na Figura 20 [4].

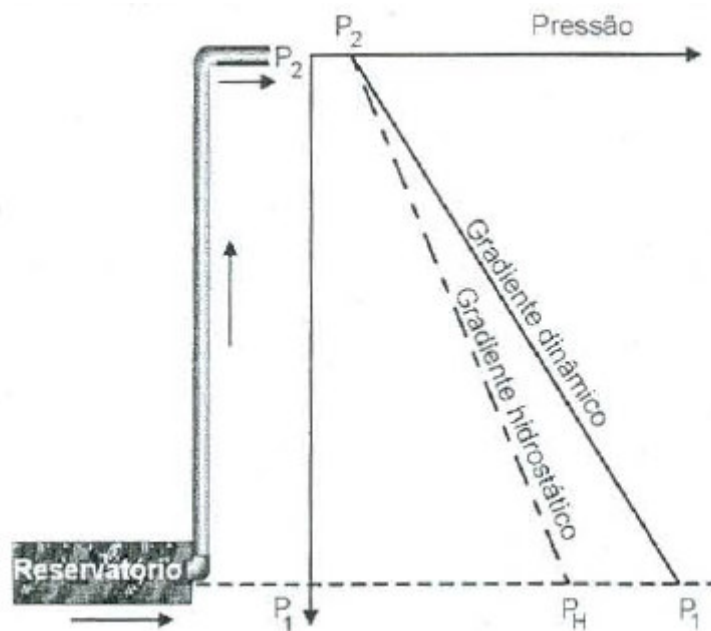


Figura 20 - Curva de gradiente de pressão para fluxo monofásico de líquido [4].

Neste caso, o gradiente devido à aceleração é nulo, uma vez que está sendo considerado um fluido incompressível, não havendo variação de velocidade no interior da tubulação. Em termos práticos, corresponde à produção de um poço em que não haja gás livre no interior da coluna de produção. Poços que produzem com alto teor de água e baixa razão gás-líquido se comportam desta forma [4].

Para que haja fluxo vertical ascendente, é necessário que a pressão P_1 seja maior do que a pressão hidrostática P_h . Para uma tubulação de determinado diâmetro, quanto maior for a diferença entre P_1 e P_h , tanto maior será a vazão ou, quanto maior a vazão, maior a pressão necessária P_1 . Ao se combinar os fluxos no meio poroso e na coluna de produção verifica-se a existência de uma oposição de solicitações no fundo do poço. Considerando apenas o fluxo no reservatório, quanto maior a vazão desejada, menor deve ser a pressão de fluxo no fundo. Considerando apenas o fluxo através da coluna de produção, quanto maior a vazão desejada, maior deve ser esta pressão. A Figura 21 mostra a representação gráfica desta oposição de solicitações, com um único ponto satisfazendo as duas etapas de fluxo. Este ponto representa a vazão e a pressão de fluxo no fundo, caso o poço seja colocado em produção nas condições para as quais a coluna de produção foi projetada [4].

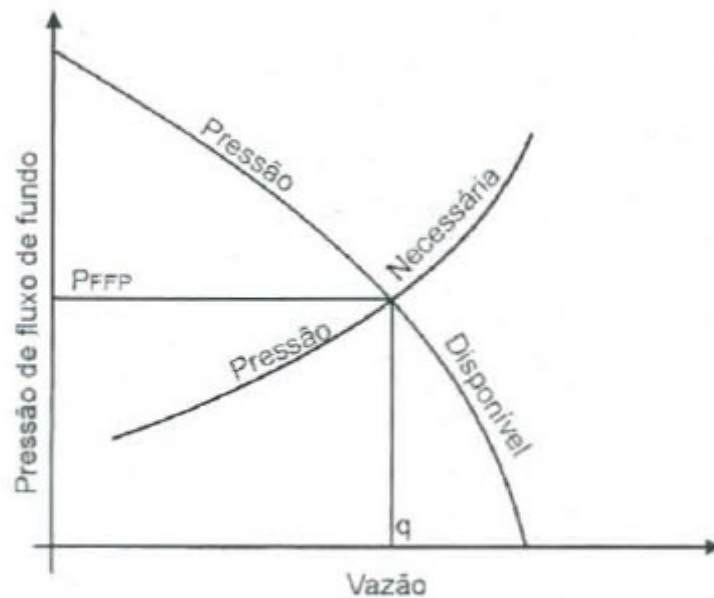


Figura 21 - Oposição de solicitações no fundo do poço [4].

3.2.4.1 Padrões de Fluxo Vertical Multifásico

O fluido que sai do meio poroso, entretanto, possui gás em solução e vem acompanhado de gás livre e água. Neste caso, a determinação com precisão do gradiente de pressão na coluna de produção torna-se complicada, uma vez que ocorre um fluxo multifásico complexo e difícil de analisar, mesmo para condições limitadas [4].

A diferença de velocidade entre as fases e a geometria das fases líquida e gasosa influenciam sobremaneira no gradiente de pressão, sendo, portanto, a base para classificação dos regimes de fluxo multifásico. Os padrões de fluxo geralmente aceitos para o fluxo vertical multifásico são: bolha, golfada, transição e anular-nevoeiro, conforme representação esquemática na Figura 22 [4].

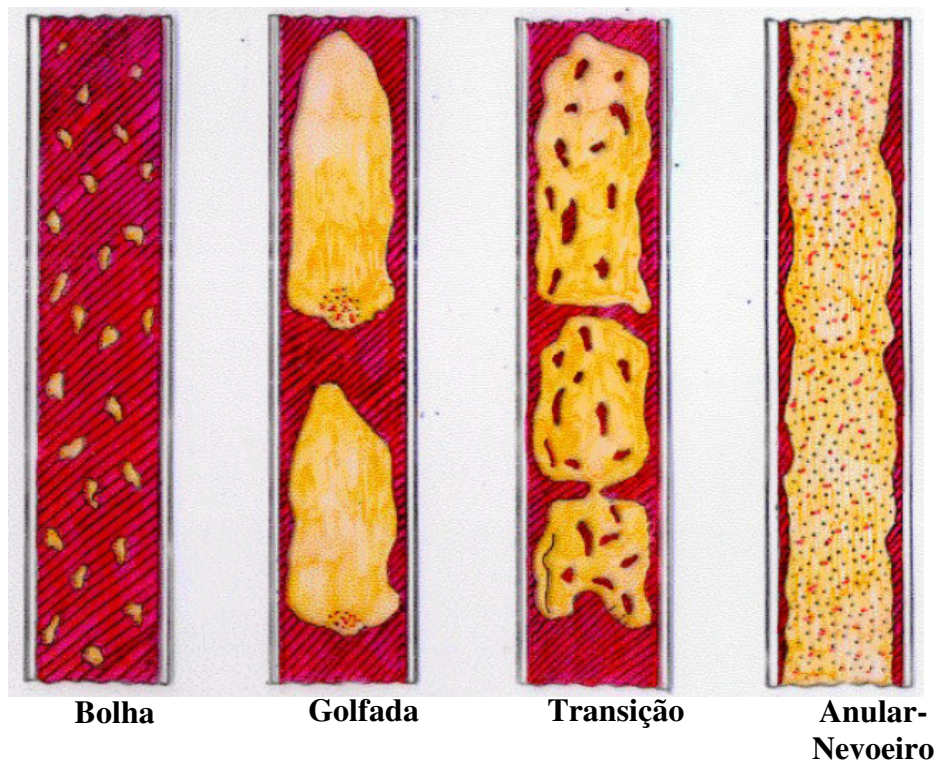


Figura 22 - Padrões de fluxo vertical multifásico.

O padrão de fluxo tipo bolha ocorre normalmente próximo ao fundo do poço, quando a coluna de produção está quase completamente cheia com líquido, estando a fase gasosa presente através de pequenas bolhas dispersas no meio do líquido. As bolhas de gás se movem em diferentes velocidades, dependendo do seu diâmetro. A fase contínua é o líquido e, a não ser pela pequena densidade do gás, este tem pouco efeito

no gradiente de pressão. O líquido move-se a uma velocidade praticamente constante [4].

À medida que a mistura se eleva na coluna de produção há uma redução da pressão, resultando em maior liberação do gás que está em solução. A fase líquida é a fase contínua, porém as bolhas de gás coalescem e formam bolsões estáveis, com diâmetro próximo ao da tubulação. Os bolsões de gás são separados por golfadas de líquido que se deslocam para a superfície com velocidades variáveis. Próximo à parede da tubulação existe um filme de líquido que se move com velocidade ascendente menor do que a das golfadas de líquido. As variações da velocidade do líquido fazem com que a fricção e a densidade da mistura variem ponto a ponto. Neste padrão de fluxo tipo golfada, tanto a fase líquida como a fase gasosa influenciam no gradiente de pressão. Considerando os valores normalmente encontrados de vazões e pressões, este é o padrão de fluxo mais comum em poços de petróleo [4].

Conforme a mistura vai subindo e menores pressões são atingidas, a velocidade do líquido vai aumentando e ele começa a se dispersar. O volume do gás livre aumenta rapidamente pela expansão do gás livre e pela saída contínua de gás de solução. A golfada de líquido entre os bolsões de gás tende a desaparecer e uma quantidade significativa do líquido fica dispersa na fase gasosa. O gás com líquido em suspensão tende a se movimentar mais rapidamente pelo centro da tubulação, enquanto o líquido tende a aderir na parede da coluna de produção, formando um anel. Apesar de ainda existir o efeito da fase líquida no gradiente de pressão, neste padrão de fluxo tipo transição o efeito da fase gasosa é muito mais pronunciado [4].

Posteriormente, a quantidade e a velocidade do gás liberado são tais que a fase contínua passa definitivamente a ser o gás. Atinge-se então o padrão de fluxo anular-nevoeiro, onde quase todo o líquido é carregado pelo gás sob a forma de gotículas. Apenas um filme de líquido molha a parede da tubulação, praticamente não influenciando no gradiente de pressão do poço. Este regime de fluxo ocorre raramente em poços de petróleo [4].

Dependendo das características dos fluidos produzidos, das pressões envolvidas e das profundidades dos poços, podem ocorrer mais de um padrão de fluxo no mesmo poço [4].

3.2.4.2 Curva de Gradiente de Pressão

Considerando a contínua variação de pressão desde o fundo do poço até a superfície e, em consequência, a composição da fase líquida e gasosa em cada ponto, é de supor que a curva que representa o gradiente dinâmico de pressão na coluna de produção não seja uma reta, como ocorre no fluxo monofásico [4].

A Figura 23 mostra a curva de gradiente dinâmico de pressão de um poço onde propositalmente, se fez com que a curva de gradiente estático não atingisse a superfície. Neste caso, ativando a surgência do poço por um método adequado, este entrará em produção com a pressão de fluxo de fundo P_1 [4].

Se não houvesse a liberação progressiva de gás, com a conseqüente redução na densidade do fluido da coluna, a pressão dinâmica de fundo seria insuficiente para elevar os fluidos e deslocá-los até o vaso separador [4].

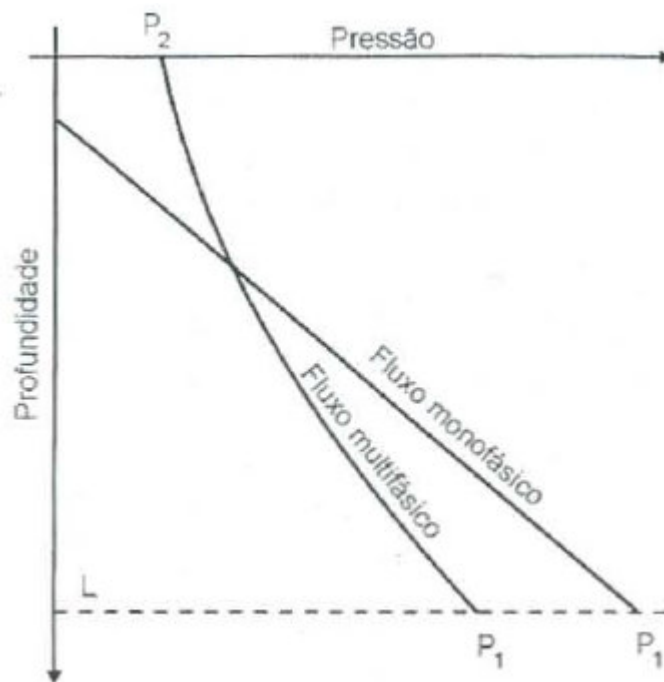


Figura 23 - Curva de gradiente na coluna de produção [4].

A solução de problemas de fluxo na coluna de produção inclui o cálculo do gradiente dinâmico de pressão. As melhores ferramentas disponíveis são os simuladores de fluxo multifásico em tubulações [4]. Um destes simuladores, especificamente o Marlim II, foi utilizado para as análises de elevação apresentadas no Capítulo 6 desta dissertação. Estes simuladores utilizam correlações especialmente desenvolvidas para

este fim. No Anexo A, podem ser encontradas a formulação e algumas características das correlações utilizadas para cálculo do gradiente de pressão no sistema de produção analisado no Capítulo 6.

Várias correlações têm sido desenvolvidas para cálculo do gradiente de pressão com diferentes graus de empirismo e sofisticação. São divididas em três categorias [4]:

- Categoria A: Estas correlações não consideram nem o escorregamento existente entre as fases nem os vários padrões de fluxo. A densidade da mistura é determinada em função da razão gás-líquido total, uma vez que considera o gás e o líquido escoando a uma mesma velocidade.
- Categoria B: Neste tipo de correlação é considerado o escorregamento entre as fases, porém é desprezado o regime de fluxo. Os volumes ocupados pelo gás e pelo líquido devem ser determinados para cada ponto, uma vez que se deslocam a velocidades diferentes.
- Categoria C: Além do escorregamento entre as fases, estas correlações consideram, também, o padrão de fluxo existente. A partir da determinação do padrão de fluxo para cada ponto são calculados todos os outros parâmetros relacionados com a densidade média dos fluidos e os fatores de fricção.

Considerando que cada correlação foi desenvolvida para um conjunto particular de informações, a aplicação de cada uma deve ocorrer em poços cujas características sejam semelhantes às utilizadas no seu desenvolvimento. A utilização indiscriminada de uma correlação pode resultar em erros que comprometem totalmente os resultados [4].

Para campos de petróleo mais antigos, com vários poços produzindo, as correlações aplicáveis são conhecidas. Porém, para campos novos, é necessário comparar valores calculados com valores medidos nos poços, verificando as correlações que melhor se aplicam [4].

A curva de gradiente dinâmico de pressão por medição direta pode ser obtida em um poço (produzindo a uma determinada vazão contínua e estabilizada) através de registradores de pressão instalados em diferentes profundidades [4].

A escolha da correlação mais adequada segue um processo empírico, no qual os resultados calculados são comparados com aqueles obtidos em medições nos poços e linhas [4]. Conforme anteriormente citado, no Anexo A são apresentadas a formulação e algumas características das correlações utilizadas na análise de elevação e escoamento apresentada no Capítulo 6 desta dissertação.

4 ESTIMATIVA DO CUSTO DE INDISPONIBILIDADE DE SISTEMAS SUBMARINOS DE BOMBEAMENTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA

4.1 Análise de Custo do Ciclo de Vida

A Análise de Custo do Ciclo de Vida é uma técnica de engenharia econômica, geralmente utilizada para se estimar o custo do ciclo de vida de um novo empreendimento ou para subsidiar com informações processos de decisão entre alternativas de projeto. Desta forma, o principal objetivo desta técnica é ser um processo de análise econômica para quantificar o custo total do sistema ao longo de todo o ciclo de vida, que inclui as seis mais importantes fases: concepção e definição, projeto e desenvolvimento, fabricação, instalação, operação e manutenção e descarte. Para a análise de equipamentos, podem também ser utilizadas técnicas de engenharia de confiabilidade e análise de risco para a estimativa da frequência (ou probabilidade) de falhas do sistema em questão.

Geralmente, o Custo do Ciclo de Vida é modelado da seguinte maneira [24]:

$$CCV = CAS + CSV + CIV \quad (4.1)$$

Onde:

CCV: custo do ciclo de vida;

CAS: custo de aquisição do sistema;

CSV: custo de suporte da vida;

CIV: custo da indisponibilidade da vida.

Nesta dissertação o objetivo é abordar a parcela *CIV*, ou seja, o custo da indisponibilidade de um sistema ao longo de sua vida. Este custo, no caso de equipamentos submarinos de produção, é traduzido pelas perdas de produção ocasionadas pela indisponibilidade de equipamentos. Conforme será visto adiante, isto também se aplica aos sistemas de bombeamento abordados neste trabalho.

4.1.1 Metodologias Utilizadas para Sistemas Submarinos–Foco no Custo da Indisponibilidade

Atualmente existem várias metodologias para cálculo de custo do ciclo de vida, cada qual adequada às particularidades dos sistemas analisados. No caso de equipamentos submarinos de produção de petróleo, estas metodologias são semelhantes. Conforme mencionado no item anterior, o custo da indisponibilidade é uma parcela do custo do ciclo de vida do equipamento, portanto seu cálculo também é semelhante em várias metodologias. O foco no cálculo do custo da indisponibilidade de sistemas submarinos de produção é a estimativa das perdas de produção.

SIMÕES FILHO *et al.* [24] apresentaram uma análise de custo de ciclo de vida de *manifolds* submarinos de produção (Figura 24), na qual uma análise de confiabilidade foi realizada de modo a se determinar a frequência de falhas do sistema e assim, juntamente com as vazões dos poços e o número de dias de parada, poder se calcular as perdas de produção.

PAULO [3] propôs uma metodologia para seleção de *manifolds* submarinos baseada no custo do ciclo de vida, na qual o custo da indisponibilidade também é calculado de forma similar à realizada por SIMÕES FILHO *et al.* [24], com algumas pequenas diferenças. A Figura 25 apresenta a metodologia proposta por PAULO [3]. Esta metodologia propõe a seguinte fórmula para o cálculo das perdas de produção anuais:

$$CAPP = 8760 * w * N * D * f * L * V \quad (4.2)$$

Onde:

CAPP: custo anual da perda de produção;

8760: número de horas de um ano;

w: frequência de falha;

N: número de poços;

D: número de dias de parada de produção;

f: percentual de abertura dos poços (no caso de falha de válvula *choke* em posição intermediária);

L: vazão média anual dos poços;

V: valor do barril de petróleo.

Verifica-se que a formulação proposta por PAULO [3] é muito semelhante à preconizada pela norma NORSOK O-CR-002 (*Life Cycle Cost for Production Facility*) [25], com as devidas adaptações necessárias para a análise de *manifolds* submarinos de produção. Em seu anexo B, esta norma propõe a seguinte fórmula para o cálculo das perdas de produção anuais de um equipamento ou sistema:

$$PL_t = E * p * D * L \quad (4.3)$$

Onde

PL_t : perda de produção no ano t.

E : número médio de falhas críticas por ano.

p : probabilidade de redução da produção.

D : duração da redução da produção.

L : quantidade da perda de produção por unidade de tempo.

O parâmetro E acima é definido pela seguinte equação:

$$E = \lambda_c * 8760 \quad (4.4)$$

Onde

λ_c : taxa de falha crítica (nº de falhas/h).

8760: número de horas em um ano.

GOLDSMITH *et al.* [26] propuseram uma metodologia para estimativa do custo do ciclo de vida de sistemas submarinos, para desenvolvimento de campos em águas profundas (Figura 26). As parcelas do custo do ciclo de vida consideradas foram:

- CAPEX (em inglês, *capital expenditures*): são os custos de aquisição e instalação dos equipamentos;
- OPEX (em inglês, *operational expenditures*): são os custos operacionais;
- RISKEX (em inglês, *risk expenditures*): são os custos associados aos riscos de perda de controle de poços, que podem levar a *blowouts*, durante instalação, produção normal ou recompletações;

- RAMEX (em inglês, *reliability-availability-maintainability expenditures*): são os custos associados às possíveis falhas do sistema. São calculados a perda de produção e os custos de reparo.

Esta última parcela, RAMEX, é calculada de forma similar às metodologias anteriormente citadas. Especificamente em relação ao custo da indisponibilidade, o RAMEX para um componente é calculado como o resultado da multiplicação da probabilidade de falha do componente pela consequência da falha. Conforme esta metodologia a perda de produção anual média de um componente é expressa pela seguinte fórmula:

$$PL_{anual} = (P_a(H) - P_a(L)) * (T_{AR} + T_{RA}) * PR * 365 \quad (4.5)$$

Onde:

PL_{anual} : perda de produção no ano considerado;

$P_a(H)$: probabilidade de falha do componente no final do ano considerado;

$P_a(L)$: probabilidade de falha do componente no início do ano considerado;

T_{AR} : tempo médio para reparo da falha;

T_{RA} : tempo para a disponibilização de sonda;

PR : vazão média de produção para o ano considerado;

365: dias/ano.

Observando-se as formulações propostas por PAULO [3] e GOLDSMITH *et al.* [26], verifica-se a semelhança citada nos parágrafos anteriores. Os termos presentes são os mesmos, ou equivalentes, em ambas as equações à exceção dos fatores f e V , presentes na formulação de PAULO [3], que se referem à restrição de produção e valor do barril de petróleo, respectivamente.

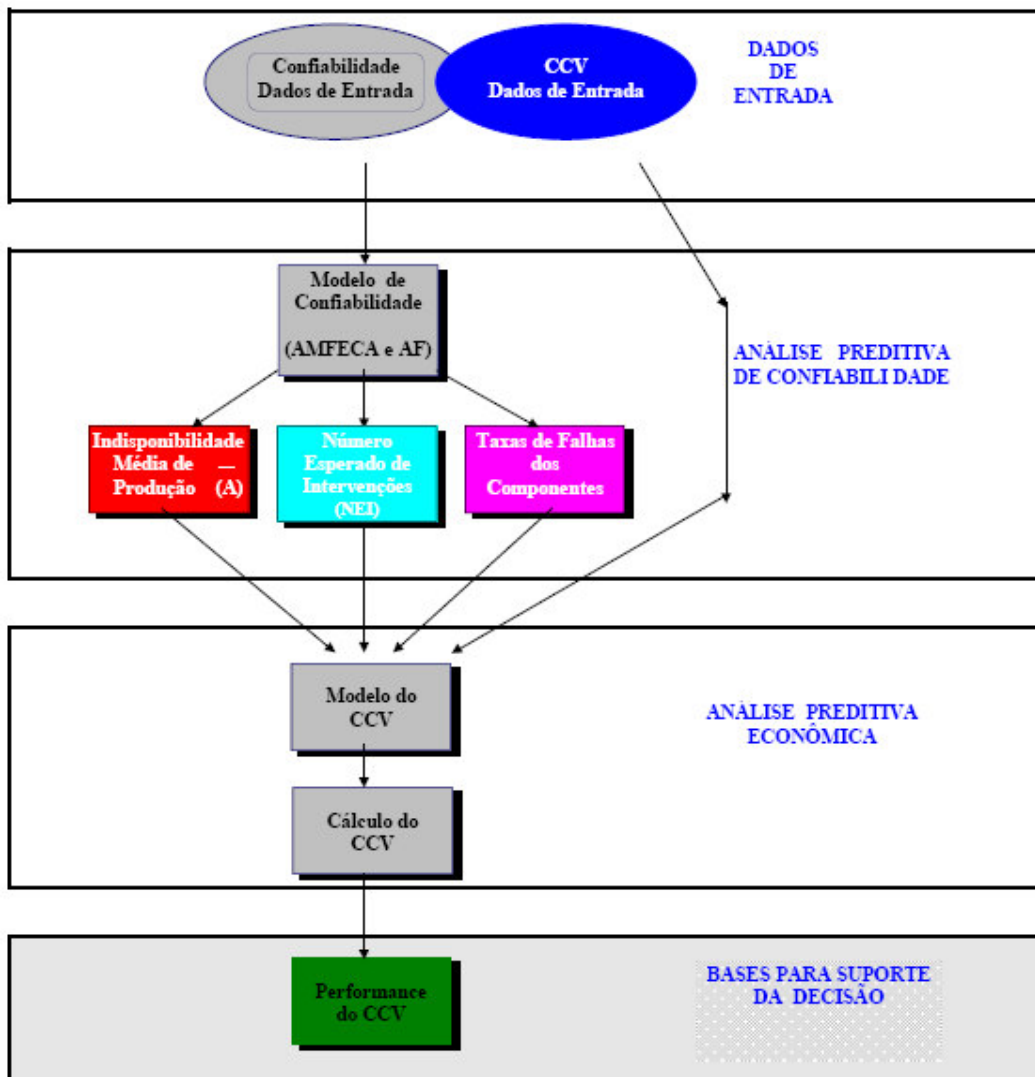


Figura 24 - Metodologia utilizada por SIMÕES FILHO *et al.* para cálculo do custo do ciclo de vida de manifolds submarinos de produção, baseada em modelo proposto pelo SINTEF (*The Foundation for Scientific and Industrial Research at the Norwegian Institute of Technology, Division of Safety and Reliability*) [24].

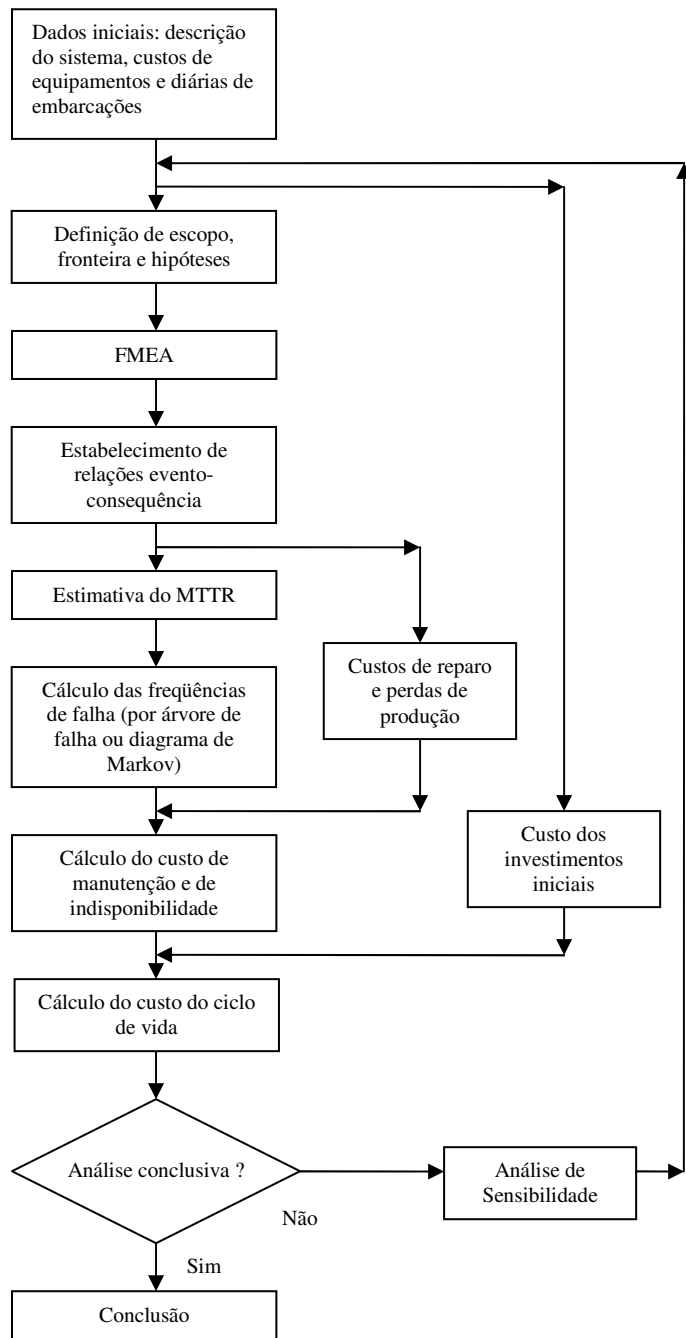


Figura 25 - Metodologia para análise do custo do ciclo de vida de *manifolds* submarinos proposta por PAULO [3].

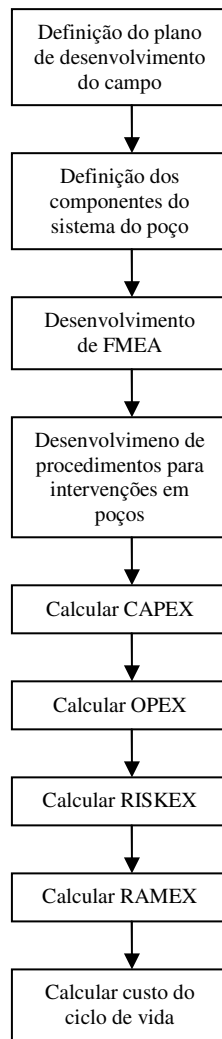


Figura 26 - Metodologia de cálculo do custo do ciclo de vida proposta por GOLDSMITH *et al.* [26].

4.2 Metodologia Proposta

A metodologia para o cálculo do custo da indisponibilidade de sistemas submarinos de injeção de água ligados a sistemas de separação trifásica submarina, aqui proposta, utiliza para o desenvolvimento de suas etapas conceitos de elevação de petróleo, engenharia de confiabilidade e engenharia econômica. A Figura 27 apresenta as etapas de análise da metodologia de cálculo de custo de indisponibilidade proposta nesta dissertação. Cada uma destas etapas será abordada em detalhe neste Capítulo.

Conforme anteriormente citado, a motivação para o desenvolvimento desta metodologia é a necessidade de escolha entre alternativas de sistemas de bombeamento para injeção de água produzida que podem funcionar ligados a sistemas de separação

trifásica submarina. Existem atualmente duas opções deste tipo de equipamento, conforme apresentado no Capítulo 2, considerando-se instalação no leito marinho: bomba centrífuga vertical e bombas BCSS montadas horizontalmente em estrutura. Uma técnica que pode ser utilizada para esta escolha é a análise de custo de ciclo de vida, e uma das parcelas deste custo é o custo de indisponibilidade do sistema considerado.

A metodologia aqui proposta foi baseada, no que se refere ao cálculo do custo da indisponibilidade, na proposição de PAULO [3], mencionada no item anterior. Foram introduzidas duas novas etapas: as estimativas de eficiência de separação água-óleo e perda de carga, e a análise de elevação e escoamento (etapas 2 e 3, respectivamente, na Figura 27), necessárias devido à diferença entre os equipamentos considerados; *manifolds* submarinos no caso da metodologia de PAULO [3], e sistemas submarinos de bombeamento para injeção de água produzida, no caso do presente trabalho.

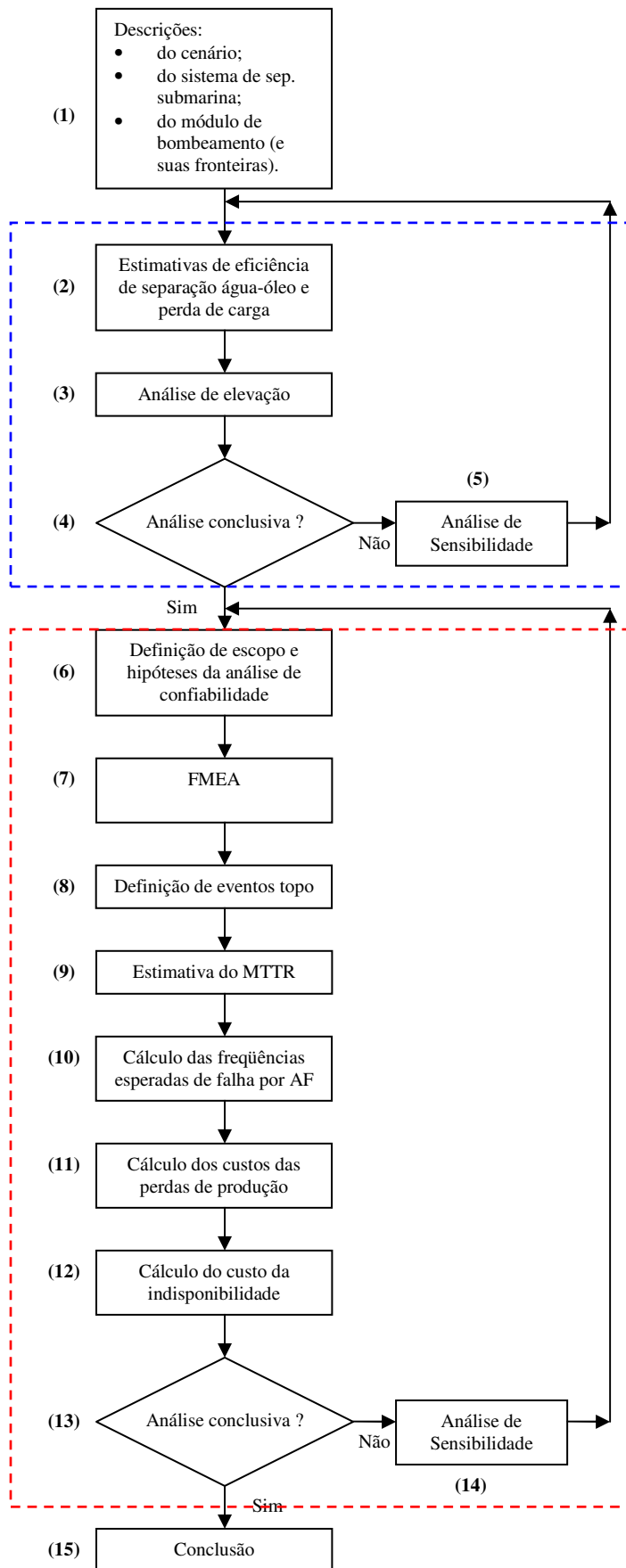


Figura 27 - Etapas da metodologia para cálculo de custo de indisponibilidade de sistemas submarinos de bombeamento para injeção de água produzida. No interior do retângulo tracejado azul podem ser vistas as etapas nas quais são utilizados conceitos de processamento e elevação de petróleo. No interior do retângulo vermelho, as etapas que utilizam conceitos de engenharia de confiabilidade e engenharia econômica.

Esta diferença reside principalmente na quantificação da perda de produção (ou mais precisamente no atraso da produção), pois para *manifolds* submarinos a quantificação é imediata, ou seja, quando um poço ligado ao *manifold* é fechado ou restringido, por causa de algum problema no *manifold*, pode-se contabilizar de imediato tal perda. No caso da parada de um sistema submarino de bombeamento para re-injeção de água, o sistema de separação trifásica submarina ao qual o mesmo está ligado deverá ter seu fluxo contornado (através de tubulação de *by-pass*), ou seja, sair de operação. Isto porque a água separada ficaria sem destino, já que não seria possível injetá-la e não haveria sentido enviá-la para a superfície. Com o sistema de separação fora de operação, o poço, ou os poços, ligados ao sistema produziram como poço satélite, no caso de um único poço, ou um *manifold*, no caso de vários poços (a depender também da configuração do sistema de separação submarina considerado). Com os poços produzindo desta forma a plataforma passaria a “enxergar” toda a água que anteriormente não a atingia devido à operação do sistema de separação submarina, e teria então que fechar poços produtores devido ao excesso de líquido presente em sua planta de processamento.

Para o cálculo das vazões com e sem o sistema de separação trifásica submarina, se faz necessária a realização de uma análise de elevação e escoamento. No conjunto dos dados de entrada da análise de elevação e escoamento dois se destacam pelos seus graus de importância: a eficiência de separação água-óleo e a perda de carga no separador submarino. Por este motivo, a estimativa destes parâmetros é a etapa que precede a análise de elevação e escoamento, conforme pode ser verificado na Figura 27.

Algumas etapas da metodologia de PAULO [3] foram adaptadas para atender à análise de sistemas submarinos de injeção de água produzida. Uma dessas adaptações aparece na primeira etapa da metodologia aqui proposta (etapa nº 1 na Figura 27). Nesta etapa, ao contrário da metodologia de PAULO [3], não são coletados custos de equipamentos e diárias de embarcações, porém a descrição do sistema deve vir acompanhada de características do cenário, tais como dados de reservatório, e dados do sistema de produção, tais como características dos dutos (diâmetros internos, comprimentos, etc.). Tais características são dados de entrada da análise de elevação e escoamento.

Na etapa “Cálculo dos custos das perdas de produção” (etapa nº 11 na Figura 27), mais do que uma adaptação, foi considerada mais uma contribuição para as perdas de produção, que normalmente não é contabilizada para equipamentos submarinos de

produção, conforme verificamos nas metodologias de GOLDSMITH *et al.* [26] e PAULO [3] e no trabalho realizado por SIMÕES FILHO *et al.* [24]. Além das perdas de produção normalmente consideradas, devido a restrição ou fechamento de poços, também deve ser contabilizada, se possível, a diminuição (ou atraso) na produção oriunda da não injeção de água em poço(s) submarino(s), ou seja, o não cumprimento das cotas de injeção de água em poços submarinos, preconizadas pelos engenheiros de reservatório dos ativos.

4.3 Descrição do Sistema de Separação Trifásica Submarina

Nesta etapa deverá ser feita a descrição geral do sistema de separação trifásica submarina que hospeda o subsistema de bombeamento para injeção de água. Esta descrição visa proporcionar o entendimento das principais funções do sistema de separação submarina, antes de se dirigir o foco para o sistema de bombeamento, objeto principal desta análise.

Inicialmente, devem fazer parte da descrição as características do cenário de aplicação do sistema. O fluxograma de engenharia do sistema de separação trifásica submarina é necessário para o entendimento do sistema como um todo, e também deve constar da descrição. Se o projeto estiver em alguma de suas fases iniciais (projeto de concepção ou projeto básico), pode ser utilizado um fluxograma simplificado. Outro documento importante, porém não obrigatório, é o diagrama de modularização do sistema de separação submarina, ilustrando o módulo de bombeamento. No caso do sistema de bombeamento ser um sistema instalado de maneira independente, no leito marinho, obviamente tal diagrama não é necessário. Também é importante que sejam descritas as operações de produção/injeção e intervenção/reparo previstas para o sistema.

Dentro da descrição do cenário, existem dados que influenciam diretamente no cálculo do custo da indisponibilidade do sistema submarino de bombeamento. Existem também características de processamento do sistema de separação trifásica submarina que também exercem forte influência no cálculo deste custo. Nos itens a seguir cada um destes aspectos é detalhadamente abordado.

4.3.1 Cenário de Aplicação

As características do cenário fazem parte das premissas para o projeto de um sistema de separação trifásica submarina, e consequentemente de seus subsistemas, como a bomba de injeção de água produzida. Em relação ao cálculo da indisponibilidade deste subsistema, algumas características do cenário também podem influir.

Os reservatórios de injeção de água produzida podem ser reservatórios produtores ou de descarte. As duas aplicações de separação trifásica submarina existentes no mundo, sistemas de Troll Pilot e Tordis, no Mar do Norte, utilizam reservatórios de descarte. Entretanto, nem sempre é possível dispor deste tipo de reservatório, e a injeção em reservatórios produtores têm sido considerada pelas operadoras em seus projetos. Em ambos os casos, uma preocupação constante dos engenheiros de reservatório é a manutenção da injetividade do reservatório, ou seja, que a água produzida injetada não tampona os poros do reservatório. Tal preocupação existe em função da baixa qualidade da água produzida, devido à presença de óleo residual, em relação à água do mar tratada tradicionalmente utilizada pelas operadoras há vários anos.

Em decorrência desta preocupação, uma premissa que pode ser adotada no projeto do sub-sistema de injeção de água produzida é de que a bomba tenha possibilidade de fraturar o reservatório, e assim tentar manter (ou aumentar por algum tempo) sua injetividade.

Em determinados tipos de sistemas submarinos de bombeamento, a necessidade de fraturamento ou não do reservatório irá influir no custo da indisponibilidade. Um exemplo disso é o sistema de bombas BCSS em estrutura no leito marinho, ilustrado no Capítulo 2, o qual é constituído de bombas BCSS em série. Havendo necessidade do fraturamento do reservatório, todas as bombas estariam em operação, porém, se não houver esta necessidade, apenas uma bomba, ou algumas, a depender da pressão de injeção necessária e da configuração do sistema, necessitariam estar em operação. A premissa de não fraturamento influi portanto no cálculo da frequência de falhas do sistema de bombeamento, na medida em que passam a existir estados intermediários de funcionamento, nos quais nem todas as bombas são utilizadas. A frequência de falhas influi no cálculo da indisponibilidade do sistema, conforme pode ser verificado na Figura 27 (etapa 10).

Outra característica do cenário que pode influenciar na frequência de falhas de bombas submarinas de injeção de água produzida, e conseqüentemente no seu custo de indisponibilidade, é a produção de areia do(s) poço(s) produtor(es). No sistema de Tordis, conforme apresentado no Capítulo 2, a areia separada será injetada no reservatório (formação Utsira), juntamente com a água. Apesar da areia ser direcionada para incorporação no fluxo de água após a bomba, com a intenção de proteger esta última da ação da areia, a bomba ainda assim poderia “enxergar” grande quantidade de areia.

No projeto de Tordis optou-se por qualificar a bomba, neste caso uma bomba centrífuga vertical, para este tipo de serviço. Após os testes, chegou-se à conclusão de que esta característica do cenário não exerceria influência na frequência de falhas. No caso de bombas do tipo BCSS em estrutura no leito marinho, um caminho para verificação desta influência seria também realizar testes, ou realizar pesquisas em bancos de dados. Uma opção, seria consultar o banco de dados ESP-RIFTS (*Electric Submersible Pump-Reliability Information and Failure Tracking System* - em português, Bomba Centrífuga Submersa-Informação de Confiabilidade e Sistema de Acompanhamento de Falha), que é um projeto de cooperação entre empresas (JIP – em inglês, *Joint Industry Project*), cujo foco se direciona a distribuição entre participantes, de informações sobre falhas, práticas operacionais e outros dados de bombas centrífugas submersas [27], que será melhor detalhado ao final deste capítulo. Com base nas informações deste banco de dados, pode-se chegar à estimativas de taxas de falha para operação com areia, lembrando-se que os dados do ESP-RIFTS devem ser considerados conservativos, pois são coletados de bombas instaladas em poços, condição considerada mais severa do que a instalação em uma estrutura, mesmo que submarina.

Algumas características do cenário são também muito importantes para uma das etapas da metodologia proposta, a análise de elevação e escoamento. São elas:

- IP (índice de produtividade) do reservatório;
- Características físicas e químicas dos fluidos produzidos;
- Dados do sistema de produção (características, comprimentos e diâmetros dos dutos);
- Vazão de *gas lift*, se for o caso;
- Frações de água dos poços;
- Pressão de injeção necessária (considerando ou não fraturamento);

- Pressão de chegada da produção na plataforma (regulada por válvula *choke*).

4.4 Estimativas de Eficiência de Separação Água-Óleo e Perda de Carga

Outras características do sistema de separação trifásica submarina que influem no cálculo do custo da indisponibilidade são relativas ao processamento. A eficiência de separação água-óleo é um parâmetro que influencia muito os resultados da análise de elevação e escoamento, uma das etapas do cálculo da indisponibilidade, conforme ilustra a Figura 27. Outro parâmetro que também influencia é a perda de carga no separador submarino. Este parâmetro não é uma característica de processamento e sim uma característica do escoamento no interior do separador submarino.

Se o projeto estiver em suas fases iniciais (projeto conceitual ou projeto básico) a estimativa da eficiência de separação água-óleo pode ser feita através de testes de laboratório, ou se possível, testes de campo. Testes de laboratório podem fornecer valores estimados desta eficiência, porém com a realização de testes de campo o nível de incerteza das informações obtidas pode ser bastante reduzido. Para a estimativa da perda de carga o mesmo se aplica. Se não for possível a realização de testes quando da análise do custo da indisponibilidade do sistema de bombeamento, pode-se recorrer a valores da literatura, para sistemas e cenários de aplicação semelhantes. Neste último caso, no prosseguimento do projeto os valores obtidos da literatura deverão ser validados através de testes.

É importante ressaltar que a eficiência de separação água-óleo tende a aumentar com o aumento da fração de água da produção. É preferível considerar esta variação de eficiência de separação ao longo dos anos de operação, se for possível estimá-la através de testes de campo ou laboratório. Se por algum motivo esta estimativa não for possível, pode-se considerar valores máximo e mínimo de eficiência de separação constantes ao longo dos anos de operação do sistema, de modo a se determinar, respectivamente, os valores máximo e mínimo de custo de indisponibilidade. Desta forma, se estará determinando uma faixa de valores dentro da qual estará o custo real de indisponibilidade do sistema de bombeamento considerado.

4.5 Descrição e Fronteiras do Sistema de Bombeamento Submarino

Esta descrição deve ser similar à anterior, contemplando arquitetura, funções e operações previstas para o sistema, porém mais específica, de modo a permitir maior riqueza de informações.

Um fluxograma de engenharia do sistema de bombeamento submarino deverá constar da descrição. Se a fase do projeto for conceitual, é necessário ter pelo menos uma definição preliminar de seus fluxogramas, sem maiores detalhamentos, para se viabilizar a realização das análises de confiabilidade necessárias ao cálculo do custo da indisponibilidade do sistema de bombeamento. A depender do nível de profundidade da análise, também cabe a inclusão de diagramas elétricos e hidráulicos.

No caso da estimativa da indisponibilidade do sistema de bombeamento ter como objetivo subsidiar análises de ciclo de vida para escolha entre alternativas, é interessante que sejam observadas nos fluxogramas e na documentação de projeto as diferenças entre as alternativas sob análise. Exemplificando, nos dois tipos de bomba para injeção de água produzida considerados neste trabalho, as bombas monofásicas submarinas (bombas centrífugas verticais) e as bombas BCSS instaladas em estrutura no leito marinho, existem algumas diferenças importantes que devem ser preferencialmente analisadas. Uma delas é o fluido de barreira para selagem interna da bomba, necessário no caso das bombas monofásicas submarinas. Este fluido exige que haja todo um sistema para sua utilização. Já as bombas BCSS, não necessitam de fluido de barreira. Este seria um ponto de especial atenção para a estimativa da indisponibilidade do sistema com bombas monofásicas submarinas.

A importância da definição das fronteiras da análise do custo do ciclo de vida de sistemas submarinos foi abordada por PAULO [3]. As similaridades entre os sistemas submarinos que se deseja comparar contam como ponto positivo, na medida em que podem ser desprezadas para efeito de comparação, só interessando analisar as diferenças, o que na maior parte dos casos pode facilitar enormemente a análise.

No caso de sistemas submarinos de injeção de água produzida, o mesmo se aplica. Em sistemas similares, deve-se focar nas diferenças e realizar as análises para estes casos. Um ponto de considerável diferença entre estes sistemas de bombeamento é o conjunto moto-bomba. Em sistemas que possuam conjuntos moto-bomba de tecnologias diferentes (bombas centrífugas verticais x bombas BCSS em estrutura no leito marinho) este deve ser o foco da comparação. O cálculo do custo da indisponibilidade contribui

como parcela do custo do ciclo de vida do sistema, que é calculado para cada um dos sistemas e então comparado.

4.6 Análise de Elevação e Escoamento

O objetivo desta análise é calcular as vazões de líquido que a plataforma recebe nos casos com e sem separação submarina, para se estimar o volume ocupado pela água na planta de processamento da plataforma no caso da indisponibilidade do sistema de bombeamento. Conforme citado anteriormente, este volume ocupado pela água obriga, por insuficiência de capacidade volumétrica de processamento, o fechamento de poços produtores.

Os resultados desta análise, ou seja, as vazões de produção considerando-se ou não a separação trifásica submarina, são dados de entrada do cálculo do custo da indisponibilidade, juntamente com a frequência de falhas do sistema, o tempo médio para reparo e o valor do barril do petróleo.

Para a realização desta análise são utilizados os dados do cenário coletados na etapa 1 da Figura 27. Esta análise pode ser realizada através de programas computacionais que calculam as vazões, utilizando para isso conceitos básicos de dinâmica dos fluidos e correlações de escoamento multifásico. Existem atualmente programas computacionais comerciais capazes de realizar tais cálculos, para os regimes permanente e transiente. No capítulo 6 será apresentado um exemplo de análise de elevação e escoamento utilizando um programa computacional.

Pode ser necessário, ao final da análise de elevação e escoamento, realizar-se uma análise de sensibilidade, para a verificação da influência de fatores que possuam razoável grau de incerteza, tais como, por exemplo, os relativos aos aspectos de processamento submarino. Um destes fatores é a eficiência de separação água-óleo do sistema de separação submarina. Este é um parâmetro sobre o qual geralmente há bastante incerteza, principalmente devido ao fato dos sistemas de separação trifásica submarina serem muito recentes no mundo.

A importância da análise de elevação e escoamento extrapola os limites do cálculo da indisponibilidade do sistema de bombeamento. Através desta análise pode-se avaliar o benefício gerado pela implementação do sistema de separação trifásica submarina.

4.7 Escopo e Hipóteses do Estudo

Conforme pode ser verificado através da metodologia ilustrada pela Figura 27, a partir desta etapa será utilizada a metodologia proposta por PAULO [3], com algumas modificações. O escopo da análise refere-se às perdas de função que o estudo visa analisar. No caso de uma análise pela técnica de árvore de falhas, que será vista mais adiante neste Capítulo, estas perdas de função poderiam ser chamadas de eventos topo. Os sistemas submarinos de injeção de água produzida são muito recentes, havendo somente dois instalados no mundo (Troll Pilot e Tordis, no Mar do Norte). Por este motivo existem poucos dados de falha, porém, podem ser listadas algumas possíveis perdas de função:

- Vazamento de água oleosa para o mar;
- Perda da injeção de água (devido à falha, por exemplo, de pelo menos um conjunto moto-bomba BCSS).

Para a realização de qualquer tipo de análise, quanto maior for a abrangência e a complexidade do estudo, maiores serão as dificuldades de construção de um modelo e de simulação dos casos sob análise. É necessária então a adoção de hipóteses simplificadoras que diminuam o tempo e o custo da análise mas que mantenham uma representatividade satisfatória da realidade [3]. Na metodologia de cálculo do custo de indisponibilidade de sistemas de bombeamento proposta nesta dissertação, foram utilizados conceitos de elevação e escoamento de petróleo, engenharia de confiabilidade e engenharia econômica. Para estas disciplinas foram adotadas as seguintes hipóteses simplificadoras, que seguem como sugestão:

- Regime permanente e IP (índice de produtividade) constante, na análise de elevação e escoamento;
- Toda parada de produção será tratada como produção atrasada, e não como perda propriamente dita;
- O fluido que circula no sistema de bombeamento (módulo de bombeamento do sistema de separação submarina) é água oleosa, sendo portanto um fluido poluidor. Todo vazamento para o mar é detectado imediatamente e requer reparo imediato. Desta forma, sendo pequeno qualquer vazamento para o mar, serão desprezados custos com operações de despoluição;
- Todos os componentes possuem taxa de falha constante;

- Todos os eventos de falha são independentes;
- As embarcações de intervenção estão sempre disponíveis, com um tempo médio de mobilização pré-estabelecido;
- A estrutura do sistema de bombeamento tem probabilidade de falha zero.

As hipóteses simplificadoras acima, com exceção da primeira, são normalmente utilizadas em análises de confiabilidade de *manifolds* submarinos. A depender do caso estudado, podem ser adotadas outras hipóteses simplificadoras.

4.8 FMEA [28]

Objetivos

A FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis* – Análise de Modos e Efeitos de Falhas) é uma técnica qualitativa cujo propósito é estudar os resultados ou efeitos das falhas em cada item na operação do sistema e classificar cada potencial de falha de acordo com sua severidade. Os objetivos desta técnica são os seguintes:

- Identificação dos modos de falhas dos componentes de um sistema;
- Avaliação dos efeitos das falhas.

Numa FMEA podem ser enfocados tanto os aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema como com a segurança da instalação. Assim pode ser avaliada a gravidade dos efeitos das falhas sobre a continuidade operacional do sistema, sobre a qualidade do produto e sobre a segurança dos operadores, da população circunvizinha ou dos demais equipamentos.

A utilização desta técnica na metodologia aqui proposta tem como foco a análise da gravidade dos efeitos das falhas sobre a continuidade operacional do sistema. Desta maneira, atenção especial será dada ao aspecto operacional, ou seja, a avaliação dos efeitos dos modos de falha relacionados ao atraso de produção.

Abordagem da Análise

Variações na complexidade do projeto e os dados disponíveis irão normalmente ditar a abordagem a ser utilizada na análise. Existem duas abordagens primárias para a realização da FMEA. Uma é a abordagem de *hardware*, que lista os itens de *hardware*

individualmente e analisa seus possíveis modos de falha. Esta foi a abordagem utilizada na FMEA realizada no exemplo de aplicação desenvolvido nesta dissertação, e apresentada no Anexo C. A outra abordagem é a funcional, que reconhece que cada item é projetado para realizar um certo número de funções que podem ser classificadas como saídas. As saídas são listadas e seus modos de falha analisados. Para sistemas complexos, uma combinação das abordagens de *hardware* e funcional pode ser considerada como a abordagem mais adequada. A FMEA pode ser realizada como uma análise de *hardware*, uma análise funcional ou ambas e pode ser iniciada pelo nível de desdobramento mais alto prosseguindo gradativamente para os níveis mais baixos (abordagem *top-down*) ou pode ser iniciada pelos níveis mais baixos e prosseguir para os níveis altos (abordagem *botom-up*) até que a análise do sistema esteja completa.

Aplicação

A FMEA pode ser aplicada em vários níveis, ou seja, componentes, equipamentos ou sistemas, dependendo do grau de detalhamento desejado. Esta técnica pode ser usada:

- Na fase de projeto de sistemas visando detectar possíveis falhas e melhorar a confiabilidade do sistema;
- Na revisão de segurança de sistemas/unidades em operação procurando verificar a propagação das falhas sobre os outros componentes do sistema e as implicações para a segurança das instalações;
- No contexto de uma análise global de riscos, tanto de sistemas na fase de projeto, como de sistemas em operação ou em fase de ampliação.

A FMEA é muito útil para avaliar um projeto, pois identifica os efeitos de cada modo de falha sobre os demais componentes e sobre o sistema e estabelece sugestões de melhorias do projeto no sentido de evitar ou mitigar os efeitos das falhas, critérios para realização de testes, programas de manutenção e elaboração de rotinas operacionais. Conforme anteriormente citado, na metodologia aqui proposta a finalidade da utilização da técnica FMEA não será a análise de segurança e sim a análise dos modos e efeitos das falhas do ponto de vista da continuidade operacional.

Além disso, a FMEA é de grande valia, como precursora de uma análise através de árvores de falhas. Em sistemas complexos o conhecimento adquirido durante a execução da FMEA ajuda bastante a etapa de construção da árvore de falhas, pois a

análise sistemática de todos os modos de falhas e dos efeitos dessas falhas ajuda a evitar que modos de falhas importantes deixem de ser considerados ou que aqueles modos de falhas sem importância sejam modelados detalhadamente. Em sistemas de menor complexidade, como o abordado no exemplo de aplicação da metodologia aqui proposta, a simples identificação dos modos de falhas dos componentes do sistema é um dado de entrada importante para análises quantitativas de confiabilidade, que podem ser realizadas, por exemplo, através da técnica de árvore de falhas.

A análise de FMEA é desenvolvida pela pergunta: Como pode esta unidade (componente, subsistema, etc) falhar? Para assumir uma análise sistemática e completa, é prático utilizar um formulário especial de FMEA, o qual lista as informações necessárias. Os formulários em geral têm os seguintes campos principais: componentes, função, modos e causa de falhas, modo de detecção, efeitos sobre outros componentes e sobre o sistema, categoria de severidade e ações e recomendações.

Apesar de ser uma técnica de análise essencialmente qualitativa, uma extensão da FMEA, denominada Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas, (do Inglês FMECA – *Failure Modes, Effects and Criticality Analysis*), pode fornecer também estimativas para as categorias de frequências (do Inglês *Likelihood* – L) de ocorrência dos modos de falhas, bem como, a categoria de severidade dos seus efeitos, tornando a técnica semiquantitativa. O modelo não provê cálculo da confiabilidade total do sistema, mas pode servir como entrada de outras análises de confiabilidade (em geral análise por árvore de falhas).

Neste trabalho a FMECA não foi considerada como a melhor técnica a ser utilizada pelo fato de não ser necessária a quantificação do risco. O que se deseja nesta metodologia é que a técnica de análise de modos e efeitos de falha a ser utilizada seja capaz de possibilitar a identificação dos modos de falha do sistema sob análise, juntamente com os efeitos de tais modos de falha no sistema ou em algum componente em particular. O que se deseja é a utilização de uma técnica qualitativa de análise (FMEA) juntamente com uma técnica quantitativa (árvore de falhas), não havendo necessidade, portanto, de utilização de técnica semiquantitativa (FMECA).

4.9 Definição de Eventos Topo

Nesta etapa serão estabelecidos os eventos topo para o sistema, de acordo com o escopo do estudo, previamente definido no item 4.5 (etapa 7 da Figura 27). Estes eventos são chamados de eventos topo, pois para o cálculo da frequência de falha destes eventos será utilizada a técnica de árvore de falhas. Seguem na Tabela 3 alguns possíveis eventos topo e suas consequências sobre a produção e manutenção.

Tabela 3 – Exemplos de eventos topo e suas consequências para a análise de sistemas submarinos de bombeamento para injeção de água produzida.

| Evento Topo | Consequências sobre a produção | Consequências sobre operações de reparo |
|-------------------------------------|---|--|
| Vazamento de Água Oleosa para o Mar | Parada do sistema de separação submarina. Produção pelo <i>by-pass</i> . Plataforma recebe mais água e por isso precisa fechar poço(s) produtor(es) | Retirada do sistema de bombeamento para reparo |
| Falha de Conjunto Moto-Bomba | Parada do sistema de separação submarina. Produção pelo <i>by-pass</i> . Plataforma recebe mais água e por isso precisa fechar poço(s) produtor(es) | Retirada do sistema de bombeamento para reparo |

4.9.1 Dados de Falha para a Análise

Para o cálculo da frequência de falha do eventos topo, podem ser utilizados dados de falha presentes nos bancos de dados tradicionalmente utilizados na área de engenharia submarina, tais quais os apresentados no item 4.11.2.

Para componentes de nova tecnologia, nem sempre existem taxas de falha para todos os modos de falha. Existe atualmente uma prática recomendada para qualificação de nova tecnologia [29] que dá tratamento para esta situação, considerando a realização de testes de qualificação. Quando se necessita realizar a análise de confiabilidade do sistema e não há dados de testes, uma alternativa possível é recorrer a bancos de dados que possam fornecer taxas de falha de equipamentos similares aos considerados no sistema em análise. Nestes casos, é necessário verificar a aderência das condições às quais o sistema será submetido na prática, às condições consideradas nos bancos de dados.

Deve-se lembrar que estes sistemas de bombeamento submarino para injeção de água produzida são ainda muito recentes, e existem poucos dados sobre o “coração” do sistema, a bomba de injeção. Por este motivo pode-se optar por utilizar dados de aplicações similares, se possível submarinas.

4.10 Estimativa dos Tempos Médios de Reparo

O tempo médio de reparo (MTTR, em inglês *Mean Time To Repair*), de equipamentos submarinos de produção de petróleo deve ser contabilizado levando-se em conta os seguintes períodos de tempo: tempo de mobilização da embarcação de intervenção, a retirada do equipamento para a superfície, o reparo propriamente dito e a re-instalação. Existem casos nos quais o reparo é executado no fundo do mar por ROV ou por mergulhadores. Nestes casos não deve ser contabilizado o tempo de retirada e re-instalação do equipamento.

O MTTR pode ser expresso então como a soma do tempo médio de mobilização da embarcação de intervenção com o tempo médio de intervenção [30]. Desta forma, os tempos de retirada do equipamento para a superfície, o reparo propriamente dito e a re-instalação são contabilizados dentro do tempo de intervenção. O tempo médio de mobilização pode ser definido como o tempo médio decorrido desde a falha do equipamento até a chegada da embarcação na locação da intervenção [30]. O tempo médio de intervenção pode ser definido como o tempo decorrido entre o posicionamento da embarcação para a realização da intervenção e o equipamento submarino estiver reparado e o sistema esteja de volta à operação [3,29].

Estimar os tempos de mobilização e intervenção é uma tarefa que deve ser realizada por profissionais com experiência operacional. Este tipo de estimativa deve ser feito com base em vários fatores, principalmente os seguintes: condições de mar, tipo de intervenção a ser realizada, tipo de reparo a ser realizado e tipo de embarcação a utilizar. Esses fatores são, portanto, variáveis aleatórias e a determinação dos tempos de mobilização e intervenção passa a ser um exercício de probabilidade, podendo ser estimados através de funções de densidade de probabilidade destes tempos de mobilização e intervenção [31]. Na Tabela 4 são mostrados alguns tempos de mobilização e intervenção previstos para o sistema de BCSS em estrutura no leito marinho.

Tabela 4 - Tempos de mobilização e intervenção previstos para o sistema de BCSS em estrutura no leito marinho [32].

| INSTALAÇÃO | | |
|--|-------------------------------|--|
| Embarcação | Tempo médio necessário | Descrição |
| AHTS (<i>Anchor Handling Tug Supply</i>) - Rebocador para manuseio de âncora | 4 | 1 dia para vir + 1 dia para instalar + 1 dia de contingência + 1 dia para desmobilização da embarcação |
| RSV (<i>ROV Support Vessel</i>) - Embarcação com ROV | 5 | Acompanhamento pré, durante e pós |
| RECUPERAÇÃO/INSTALAÇÃO DE MÓDULO DE BOMBEAMENTO | | |
| Embarcação | Tempo médio necessário | Descrição |
| AHTS (<i>Anchor Handling Tug Supply</i>) - Rebocador para manuseio de âncora | 3 | 1 dia para vir + 1 dia para instalar + 1 dia para desmobilização da embarcação |
| RSV (<i>ROV Support Vessel</i>) - Embarcação com ROV | 3 | Acompanhamento pré, durante e pós |

4.11 Frequências Esperadas dos Eventos Topo

4.11.1 Técnicas para Determinação das Frequências de Falha

Para a determinação das frequências de falha de sistemas, podem ser utilizadas algumas técnicas de análise de confiabilidade, a depender principalmente dos tipos de eventos topo considerados e da preferência do analista. Podem ser utilizadas por exemplo as técnicas de análise por árvore de falhas, ou diagramas de blocos, no caso de análises estáticas, ou diagramas de Markov, caso haja necessidade de considerar estados intermediários de falha de um sistema. Neste trabalho, será utilizada a técnica de análise por árvore de falhas, descrita no item a seguir.

4.11.1.1 Análise por Árvore de Falhas

Este tipo de análise foi introduzido em 1962 pela empresa *Bell Telephone Laboratories*, para avaliação do sistema de segurança de lançamento do míssil intercontinental *Minuteman*. A análise por árvore de falha é uma técnica dedutiva com foco na determinação das causas de um evento indesejado, estabelecendo para tanto uma metodologia para a determinação de tal evento [33].

A árvore de falhas é basicamente uma representação gráfica das relações entre as falhas dos equipamentos e um evento indesejado de falha do sistema, denominado evento topo. Para explicitar estas relações é usada uma simbologia para combinações lógicas “e” e “ou”, eventos de entrada, descrição dos estados e símbolos de transferência, conforme ilustra a Figura 28, a seguir.



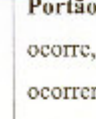
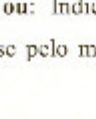
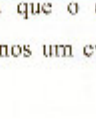
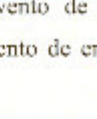

| | | |
|--------------------------------------|---|---|
| Portas lógicas |  | Portão ou: Indica que o evento de saída ocorre, se pelo menos um evento de entrada ocorrer. |
| |  | Portão e: Indica que o evento de saída ocorre, se todos os eventos de entrada ocorrerem simultaneamente. |
| Eventos de entrada (estado) |  | Evento básico: Representa a falha do equipamento que requer o desenvolvimento em outras causas de falha. |
| |  | Evento não desenvolvido: Representa um evento que a causa do mesmo decorre de falhas de componentes fora da fronteira definida para análise. |
| Descrição de estado |  | Evento intermediário: Evento que resulta da combinação de outros eventos |
| Símbolo de transferência para fora |  | Transferência para fora: Indica que a árvore de falha continua se desenvolvendo no ponto onde se encontra o símbolo de transferência para dentro correspondente. |
| Símbolo de transferência para dentro |  | Transferência para dentro: Recebe um pedaço da árvore de falha desenvolvida em outro local onde haverá um símbolo de transferência para fora correspondente. |

Figura 28 - Simbologia utilizada em análise de árvore de falhas [34].

A análise de um sistema através da técnica de árvore de falha é normalmente realizada em cinco etapas [33]: definição do problema e condições de contorno, construção da árvore de falhas, identificação dos cortes mínimos ou combinação mínima de eventos de falha que resultarão no evento indesejado em análise, avaliação qualitativa e análise quantitativa.

A ferramenta utilizada nesta dissertação para a construção das árvores de falha foi o programa *CARA-FaultTree Application Version 4.1* da *Sydvst Software* [35]. Neste programa os tipos de elementos básicos são modelados como: testado periodicamente, reparável, não reparável e sob demanda.

Neste trabalho os componentes foram modelados como reparáveis, que são os componentes cujas falhas são observadas quando ocorrem. Para calcular a frequência de falha de sistemas como o aqui proposto o programa *CARA-FaultTree* oferece três possíveis métodos: cálculo aproximado, integração numérica ou simulação estocástica. Calculando-se pelo método de cálculo aproximado, a frequência de falha de cada corte mínimo é dada por:

$$w_{kj}(t) = \sum_{i \in kj} \lambda_i \prod_{\substack{l \in kj \\ l \neq i}} q_l(t) \quad (4.6)$$

Onde,

k_1, k_2, \dots, k_k são os cortes mínimos

$w_{kj}(t)$: frequência de falha do corte mínimo kj

λ_i : taxa de falha do i -ésimo componente

$q_i(t)$: probabilidade de falha do componente i no instante de tempo t .

E a frequência de falha do sistema ($w_s(t)$) é dada por:

$$w_s(t) = \sum_{j=1}^k w_{kj}(t) \quad (4.7)$$

4.11.2 Bancos de Dados

4.11.2.1 OREDA [33,35]

O banco de dados OREDA foi criado a partir de um projeto de cooperação entre empresas iniciado no início da década de 1980, e possui dados de confiabilidade de instalações *offshore* localizadas em diferentes regiões do mundo. Deste modo, além de ser somente um banco de dados, o projeto OREDA possui também como atribuição ser um fórum de troca de conhecimentos e desenvolvimento de métodos de confiabilidade para aplicação na indústria de óleo e gás.

Atualmente (2008), as empresas participantes do projeto são as seguintes: BP *Exploration Operating Company*, ConocoPhillips *Norway*, Eni S.p.A. *Exploration and Production*, ExxonMobil *Production Company*, Gassco, Shell, StatoilHydro ASA e Total [36].

Os objetivos específicos do projeto OREDA são os seguintes: coletar e trocar experiência operacional em um formato comum, promover a engenharia de confiabilidade em projetos de exploração e produção de petróleo, desenvolver uma referência para a coleta e análise de dados de confiabilidade na indústria de óleo e gás, desenvolver ferramentas e métodos eficientes de coleta de dados, dar retorno de experiência operacional para os fabricantes de equipamentos e cooperar com outras organizações e institutos de pesquisa nos aspectos de coleta e análise de dados.

O grande crescimento das atividades de exploração e produção de petróleo no mundo, a partir da segunda metade do século XX, motivou a mobilização das empresas para as novas necessidades de segurança, confiabilidade e disponibilidade das sondas de perfuração e das plataformas de produção no mar.

O projeto OREDA foi iniciado em 1981 com o objetivo de coletar dados para análises de confiabilidade, e está em andamento até hoje. O projeto foi ampliado para abranger os equipamentos usados na exploração e produção de petróleo e gás. A proposta inicial foi abranger equipamentos submarinos e de superfície de plataformas *offshore*, porém alguns equipamentos terrestres estão incluídos.

4.11.2.2 Subsea Master

O objetivo do projeto Subsea Master foi desenvolver e implementar uma base de dados de equipamentos de sistemas submarinos de produção, através da coleta e análise de dados de confiabilidade destes equipamentos [37]. A fase I do projeto teve como único cliente a Petrobras U.K. O objetivo desta fase foi desenvolver o software Subsea Master v.1.0 e ferramentas de bancos de dados [34].

A fase II do projeto teve os seguintes participantes: Petrobras U.K. Ltd, Kerr-Mcgee *Oil and Gas Corporation*, *Texaco Group Inc.*, *Chevron Petroleum Technology Company* e *Norske Conoco A.S.* Esta fase consistiu de uma atualização da coleção de dados e do aperfeiçoamento do programa Subsea Master versão 2.0. Os principais itens disponíveis nesta versão são os seguintes: itens de controle na superfície, itens de linhas ou externos às linhas, itens de *manifolds* e PLETs, cabeça de poço e ANM, itens de intervenção, itens internos de módulos de controle submarino [34].

Atualmente o projeto se encontra na fase 3, que consiste basicamente dos mesmos objetivos da fase 2, ou seja a atualização da coleção de dados e melhorias no software. Os participantes desta fase são: Petrobras U.K., ENI Agip e *Chevron Energy Technology Company* [37].

4.11.2.3 ESP-RIFTS [27]

O ESP-RIFTS, *Electric Submersible Pump-Reliability Information and Failure Tracking System* (em português, Bomba Centrífuga Submersa-Informação de Confiabilidade e Sistema de Acompanhamento de Falha), é um projeto de cooperação entre empresas (JIP – em inglês, *Joint Industry Project*), cujo foco se direciona a distribuição entre participantes, de informações sobre falhas, práticas operacionais e outros dados de bombas centrífugas submersas.

Os principais objetivos são adquirir melhor entendimento das circunstâncias durante projeto, fabricação e uso de bombas BCS que afetam a vida útil das mesmas em uma aplicação específica. Em resumo, o objetivo é dar subsídio técnico e científico à indústria, de modo que possa ser explorado todo o potencial da tecnologia BCS, contribuindo para uma expansão significativa da utilização de bombas deste tipo no mundo inteiro.

Atualmente as empresas participantes do ESP-RIFTS são as seguintes [27]: BP, *Chevron Corporation*, *ConocoPhillips*, *Encana Corporation*, *ExxonMobil Kuwait Oil Company (KSC)*, *Nexen Inc.*, Petrobras, Repsol-YPF, *Shell International*, *StatoilHydro*, TNK-BP e Total.

Há também uma empresa responsável por ser a facilitadora, a *C-FER Technologies, Inc.*, que age como um recurso independente e trabalha com as empresas participantes para assegurar que a distribuição de informação se realize de maneira efetiva. A C-FER mantém o *website* do Projeto, processa os dados dos participantes para assegurar consistência, desenvolve novas ferramentas de análise e conduz uma série de análises para os participantes.

Uma das grandes motivações para a criação deste banco de dados foi a necessidade de se estimar a vida útil de bombas BCS, com vistas à realização de estudos de viabilidade de desenvolvimento de campos. Este tipo de bomba é normalmente instalado no interior de poços produtores, o que, em determinados casos, pode inviabilizar a opção do uso deste tipo de bomba pelo alto custo de intervenção. Um destes casos é a situação da BCS instalada em poços submarinos, através de completação molhada (nestes casos chamada de BCSS – Bomba Centrífuga Submersa Submarina). Para se retirar o conjunto BCSS que apresenta falha, é necessário realizar intervenção com sonda, o que onera e muito o custo de manutenção destes equipamentos.

Outra questão importante é a do acompanhamento de falhas. As operadoras usuárias de BCS há muito tempo identificaram que possuir um sistema de acompanhamento de falhas é chave para obter vida útil mais longa em campos onde poços são operados com este tipo de bomba. Problemas de projeto do sistema, especificação de equipamento, manufatura ou instalação, e operações do dia-a-dia podem ser identificadas e corrigidas, contribuindo para aumento de vida útil, custos de operação mais baixos, e aumento nos lucros. Como resultado, muitas operadoras e fornecedores desenvolveram sistemas de bancos de dados para acompanhar informações de falha e vida útil de BCS. A estrutura desses bancos de dados depende de sua finalidade. Por exemplo, bancos de dados construídos por engenheiros de ativos, preocupados principalmente com aquisição de equipamentos, em geral são voltados para controle de estoque. Por outro lado, bancos de dados construídos por operadoras de campo em geral são voltados para análise de falha e otimização da produção. Esses bancos de dados raramente integram informações de falha e outros dados pertinentes,

tais como condições de operação e especificações de equipamento. Além do mais, em vários casos, os sistemas de acompanhamento são específicos para uma situação de campo/operação. Portanto, em termos de utilidade de ferramentas para avaliação dos fatores que afetam a vida útil de BCS, esses sistemas localizados são limitados, pois tipicamente não têm abrangência suficiente para avaliar vidas úteis de bombas BCS sob condições diferentes.

Estágio Atual e Abordagem

O JIP se iniciou em novembro de 1999, com uma primeira fase de seis meses focalizada na geração de um Padrão de Nomenclatura de Falha para o projeto e construção de um sistema funcional de banco de dados. O sistema de banco de dados devia permitir o eficiente armazenamento e recuperação de toda informação relevante ao longo do projeto. Devia também ter um número de ferramentas no sistema, para permitir consulta e realizar análises com qualquer subconjunto de registros.

Fases subsequentes (i.e., a partir de maio de 2000) se concentraram em aumentar a quantidade de dados do sistema, melhorando a qualidade do conjunto de dados, melhorando capacidades disponíveis no *website* e fazendo análises para tentar entender melhor os fatores chave que afetam a vida útil.

Uma duração de um ano (maio-abril) foi estabelecida para cada fase do JIP após a fase inicial de seis meses. O projeto se encontra atualmente em sua décima fase e passará a sua próxima fase em maio de 2009.

Produtos

Um dos vários produtos do JIP são acessos contínuos pelos participantes ao sistema ESP-RIFTS, por meio de uma área segura e protegida do *website*. Por esta área protegida, os Participantes podem:

- a. consultar o banco de dados do sistema por registros específicos e conduzir análises com informações contidas neles; e
- b. ter acesso a outras informações, tais como documentação de projeto e minutas de reuniões e materiais de apresentações, além de resultados de análises conduzidas pela C-FER.

Os registros no sistema contém não somente dados de vida útil tais como datas de instalação/início/parada/retirada de cada instalação, como também “dados pertinentes” tais como informações de desenvolvimento, produção e operação, dados de equipamentos BCS e informações específicas de falhas (de relatórios de retirada e análises de falhas relacionadas). Análises conduzidas utilizando o sistema envolvem processo de dois passos:

1. consultar o sistema para selecionar um subconjunto de interesse (por exemplo, todas as instalações *offshore* com potência de motor superior a 400 hp); e
2. Examinando os dados utilizando rotinas de análise do sistema, capacidades de pivot-table e gráficos do sistema (por exemplo, tempo de operação como função da data de instalação e campo ou distribuição de falhas pelo descritor de falhas).

Dados no Sistema

Em maio de 2008 havia 60.813 registros de BCS no sistema, provenientes de aproximadamente 483 campos representando 17 empresas operadoras. Além de sistemas BCS convencionais o banco de dados inclui um número de BCS não convencionais, incluindo BCSS, BCS de poços de injeção de água, sistemas “Downhole Oil/Water Separation (DHOWS)” e sistemas de Bombas de Cavidades Progressivas (BCP).

4.12 Cálculo do Custo da Indisponibilidade

4.12.1 Cálculo dos Custos das Perdas de Produção

O cálculo das perdas de produção já foi discutido no item 4.1.1, porém sem a profundidade que será dada neste item. Em cálculos do custo da indisponibilidade de *manifolds* submarinos de produção, por exemplo, o custo da perda de produção pode ser obtida pela fórmula abaixo [3]:

$$CPP = N * D * f * L * V \quad (4.8)$$

Onde:

CPP: custo da perda de produção;

N: número de poços;

D: número de dias de parada de produção;

f: percentual de abertura dos poços (no caso de falha de válvula *choke* em posição intermediária);

L: vazão média anual dos poços;

V: valor do barril de petróleo.

Para sistemas submarinos de injeção de água produzida, o cálculo é similar, apesar da finalidade destes dois tipos de sistemas submarinos ser distinta. Em relação ao parâmetro *L* da formulação acima, vazão média anual dos poços produtores, para o caso em questão a obtenção destes valores não seria tão simples quanto para *manifolds* submarinos de produção. No caso de *manifolds*, a produção passa diretamente por este equipamento, e no caso de sua indisponibilidade a produção é restringida ou fechada. No caso dos sistemas submarinos de injeção de água produzida aqui considerados, a situação é diferente pois a produção não passa por estes equipamentos, portanto as perdas de produção acontecem de forma indireta. As situações operacionais descritas a seguir ilustram como se dá a perda de produção causada pela indisponibilidade destes equipamentos:

- Sistema de bombeamento disponível: o sistema injeta no reservatório a água previamente separada no separador submarino, e a plataforma recebe a vazão de produção sem esta parcela de água. Esta “sobra” de capacidade de tratamento de líquido na plataforma é então utilizada para a abertura, ou reabertura, de poços produtores. Além disso, quando o sistema de separação submarina está em operação deixa de existir no *riser* de produção a coluna de líquido referente à água que está sendo injetada. Isso faz com que a contrapressão hidrostática na cabeça do poço seja menor, propiciando então aumento da vazão de produção;
- Sistema de bombeamento indisponível: a plataforma recebe toda a vazão de produção, com toda a sua parcela de água, e por este motivo precisa fechar poços produtores, devido à sua capacidade limitada de tratamento de líquido. A vazão de produção do poço sofre redução por causa do aumento da contrapressão hidrostática no *riser* de produção.

Pode-se perceber das situações operacionais descritas que, conforme anteriormente citado, a disponibilidade do sistema de separação trifásica submarina

depende da disponibilidade do sistema de bombeamento. Isto acontece porque nos períodos de parada do sistema de bombeamento a água separada não pode ser injetada e também não faz sentido enviá-la separadamente para a plataforma, pois neste caso seria ocupado um volume de líquido que não agrega receita. Deste modo todo o sistema de separação trifásica submarina fica indisponível, com a produção do(s) poço(s) sendo direcionada para uma tubulação de contorno (*by-pass*) do sistema de separação, presente na estrutura submarina do sistema, e seguindo para o *riser* de produção até a plataforma. Os valores das vazões médias anuais do(s) poço(s) produtor(es), utilizadas para o cálculo das perdas de produção, são então obtidos da seguinte maneira:

- Da diferença entre as vazões de produção que a plataforma recebe nas condições sem e com a utilização de separação submarina. Esta diferença é a “sobra” de capacidade de tratamento citada acima e pode ser considerada, ou não, como totalmente destinada à produção, ou seja, abertura de novos poços ou poços antigos que estavam fechados por falta de capacidade de tratamento da plataforma;
- Da diferença entre as vazões de óleo que a plataforma recebe nas condições sem e com a utilização de separação submarina. Conforme anteriormente citado, quando o sistema de separação submarina está em operação existe um aumento da vazão do(s) poço(s) decorrente da redução da contrapressão hidrostática causada pela remoção de água no *riser* de produção.

Os valores das vazões médias anuais do(s) poço(s) produtor(es) são fornecidos pela análise de elevação e escoamento, abordada no item 4.6.

Estes sistemas submarinos são responsáveis pelo cumprimento de cotas de injeção de água, estipuladas por engenheiros de reservatório dos ativos de produção. O não cumprimento destas cotas, causado pela indisponibilidade de sistemas submarinos de bombeamento, pode acarretar em queda da produção, principalmente no caso de altas vazões de injeção. Esta perda também deve ser considerada no cálculo do custo das perdas de produção, especialmente nos casos de altas vazões de injeção, porém sua quantificação é complexa e específica de cada reservatório. Obviamente, no caso de injeção de água produzida em reservatórios de descarte, a contribuição da parada de injeção para a perda (ou mais precisamente atraso) de produção deve ser desprezada. O cálculo do custo das perdas de produção associadas à indisponibilidade de sistemas submarinos de injeção de água produzida, que estejam ligados à sistemas de separação trifásica submarina, pode ser então expresso pela Equação 4.9, a seguir:

$$CPP_{SB} = V * D * \left[\Delta Q_{líquido} * p * (1 - FA) + Q_{óleo} + Q_{inj} \right] \quad (4.9)$$

Onde:

CPP_{SB} : custo da perda de produção do sistema de bombeamento submarino;

V : valor do barril de petróleo;

D : número de dias de parada de injeção;

$\Delta Q_{líquido}$: diferença entre as vazões de produção de líquido que chegam à plataforma sem e com a utilização de separação submarina (capacidade de tratamento disponibilizada na planta de processo da plataforma pela separação submarina);

p : percentual da capacidade de processamento disponibilizada na plataforma pela separação submarina, efetivamente utilizado para a abertura ou reabertura de poço(s) produtor(es);

FA : fração de água média anual da vazão de produção dos poços abertos, ou reabertos, pela utilização de separação submarina;

$Q_{óleo}$: estimativa do ganho de vazão de óleo com a utilização do sistema de separação submarina, oriunda de redução de contrapressão hidrostática;

Q_{inj} : vazão de óleo não produzida pelo não cumprimento de cotas de injeção.

Conforme anteriormente citado, o custo da indisponibilidade é uma parcela do custo do ciclo de vida de um sistema. Deste modo, todos os parâmetros acima devem ser estimados para toda a vida do sistema.

4.12.2 Anualização dos Custos das Perdas de Produção

Risco pode ser definido como a expressão da probabilidade e consequências de um evento acidental [33]. Em análises de risco de sistemas de engenharia em geral, o risco é definido pelo produto da frequência pela severidade da ocorrência de determinado evento ou modo de falha.

Em análises de custo de ciclo de vida, o custo anual das perdas de produção e de manutenção pode ser expresso pelo produto do número esperado de falhas em um ano do sistema pelas consequências das falhas, que neste caso seriam os custos anuais de reparo e perdas de produção [3]. O foco deste trabalho é o cálculo do custo de indisponibilidade, portanto somente serão consideradas como consequências de falhas

as perdas de produção dos eventos topo considerados. Desta forma, os custos anualizados para as perdas de produção deverão ser calculados através da seguinte expressão [3]:

$$CAPP_{SB} = 8760 * w * CPP_{SB} \quad (4.10)$$

Onde:

$CAPP_{SB}$: custos anualizados para as perdas de produção;

8760: número de horas de um ano;

w : frequência de falha do evento topo considerado (calculada conforme o item 4.11)

CPP_{SB} : custo das perdas de produção (calculado conforme o item 4.12.1).

Nesta expressão o único termo variável é o custo de perdas de produção (CPP_{SB}), que deve estar coerente com o ano da vida do sistema para o qual está sendo feito o cálculo, devido à variação anual das vazões médias.

4.12.3 Aspectos de Engenharia Econômica [38]

Neste item será dado tratamento de engenharia econômica ao custo anualizado para as perdas de produção, definido no item anterior. Antes disso, será apresentado o conceito de valor do capital no tempo.

4.12.3.1 Valor do Capital no Tempo

Os custos ocorrem durante toda a vida de um equipamento, sistema ou campo de petróleo. Para estimar o custo de indisponibilidade de um sistema ao longo de sua vida, é necessário utilizar o conceito de valor presente, de forma a considerar o valor do dinheiro no tempo. O valor presente é expresso pela seguinte equação:

$$VP = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (4.11)$$

Onde:

VP : valor presente;

C_t : custo no ano t ;

N : vida do sistema;
 i : taxa de juros anual.

Deve-se estabelecer um ano base para a análise, de modo que cada custo possa ser trazido para este ano-base através do cálculo de seu respectivo valor presente.

4.12.3.2 Cálculo do Custo da Indisponibilidade

Uma das formas de se obter o custo da indisponibilidade de um sistema (de toda a sua vida útil) é trazer todos os custos de perda de produção anualizados, calculados conforme apresentado no item 4.12.2, para valor presente e então somá-los. Se calculássemos o custo de indisponibilidade desta maneira estaríamos considerando que haveria literalmente uma perda da produção, como por exemplo se houvesse um grande vazamento para o mar. Na realidade não é isto que ocorre; a produção na verdade é postergada para o fim da vida do sistema. A perda é então de ordem financeira, e a equação a seguir considera a diferença entre os valores do dinheiro na época da produção planejada e na época da produção efetivamente realizada.

$$CI = \sum_{t=0}^N CAPP_{SB_t} \left(\frac{1}{(1+i)^t} - \frac{1}{(1+i)^{n+1}} \right) \quad (4.12)$$

Onde:

CI : custo de indisponibilidade, em valor presente;

$CAPP_{SB_t}$: custo da perda de produção no ano t

n : vida do sistema, em anos;

i : taxa de desconto, em % ao ano.

4.13 Análise de Sensibilidade

Na análise de sensibilidade, procura-se variar parâmetros, como por exemplo os de maior incerteza, para avaliação de seus impactos nos resultados finais. Parâmetros como preço do barril de petróleo, frequências de falha e MTTR podem ser variados nesta análise. Deve-se lembrar que em uma etapa anterior desta metodologia, a análise

de elevação e escoamento, já foi considerada a possibilidade de realização de um estudo paramétrico, e os seus resultados também podem servir como dados de entrada nesta análise de sensibilidade.

5 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA: CENÁRIO, SISTEMA DE SEPARAÇÃO SUBMARINA E SISTEMA DE BOMBEAMENTO

Neste Capítulo é apresentada a descrição do cenário considerado para a aplicação das tecnologias de separação e re-injeção submarinas, bem como as características dos equipamentos envolvidos, notadamente o sistema submarino de bombeamento para re-injeção de água. As características apresentadas neste Capítulo serão utilizadas nos Capítulos 6 e 7 para o desenvolvimento do exemplo de aplicação da metodologia aqui proposta.

5.1 Sistema de Separação Trifásica Submarina

Objetivo e Requisitos de Desempenho

O objetivo do sistema é separar no fundo do mar óleo e água, e bombear a água separada para um poço injetor submarino. Para facilitar a separação água-óleo e possibilitar o uso de vaso separador de menor diâmetro, o gás é separado antes do separador, através de dispositivo ciclônico, e depois é recombinado com o óleo, seguindo então para a plataforma. A Figura 29 ilustra o fluxo de processo no sistema.

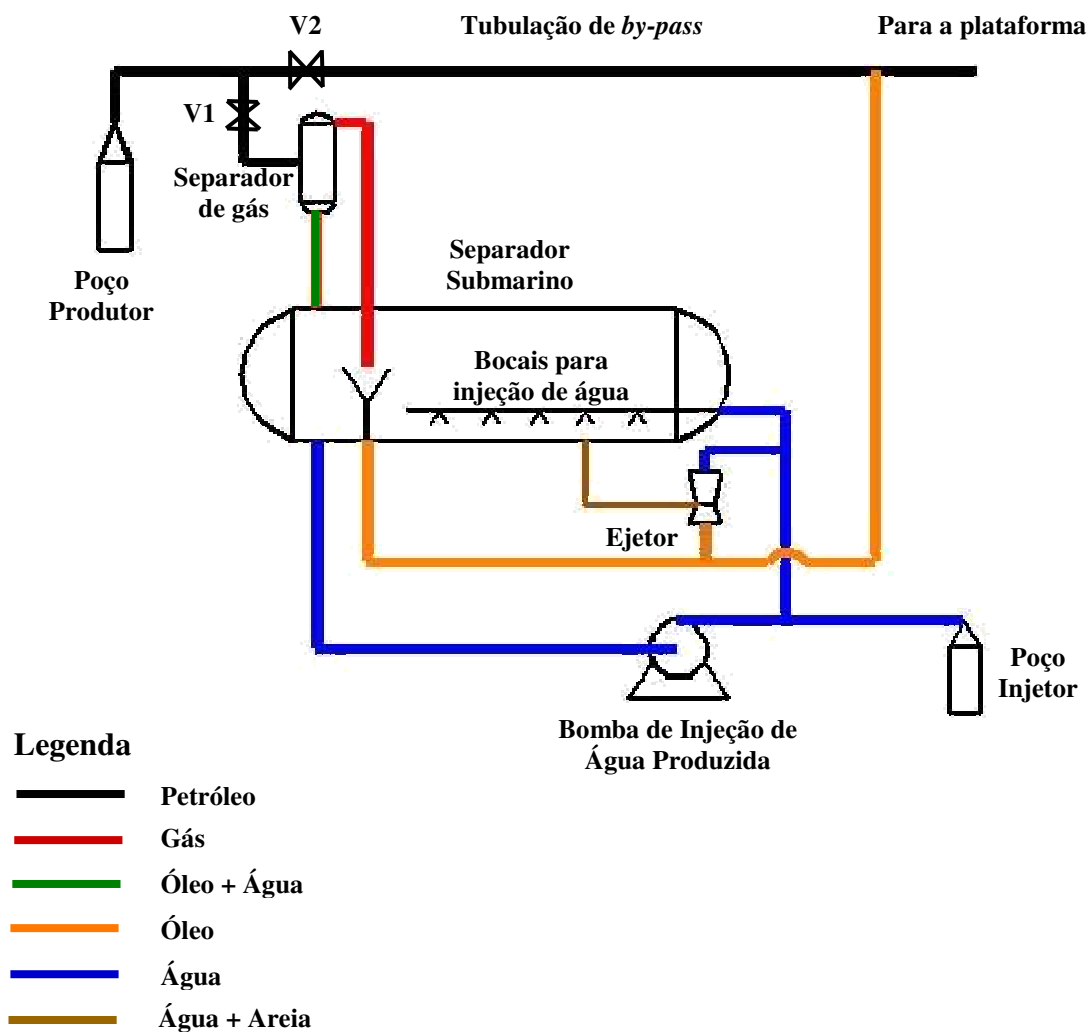


Figura 29 - Fluxograma de processo simplificado do sistema de separação trifásica submarina proposto.

O petróleo vindo do poço produtor entra no sistema de separação submarina e é encaminhado para o separador de gás, através do fechamento da válvula V2 (que permanece fechada quando o sistema está em operação) e abertura da válvula V1. O gás é então separado e direcionado para o separador água-óleo, onde se recombina com o óleo. No interior do separador água-óleo há a segregação de fases e os fluidos separados seguem para a bomba de re-injeção, no caso da água, e para a tubulação de exportação, no caso do fluxo multifásico de óleo e gás, o qual atinge a plataforma através de elevação por *gas lift*.

Não foram representados na Figura 29 os internos do separador, exceção feita aos bocais de injeção de água para remoção de areia. Através destes bocais é injetada

água, em operação de batelada, para a remoção da areia depositada no fundo do separador, de forma similar ao apresentado no Capítulo 2 sobre o sistema de Tordis. A quantidade de areia produzida considerada para este cenário é muito pequena, não ensejando a previsão de um sistema de separação de areia. Será considerado apenas um sistema de remoção de areia composto pelos bocais e pelo ejetor, este último também mostrado na Figura 29, que succiona a mistura de água e areia localizada no fundo do separador utilizando como fluido motriz a água bombeada pela bomba de re-injeção. Em seguida, esta mistura de água e areia é incorporada ao fluxo multifásico de óleo e gás que segue para a plataforma. Por ser um fluxograma simplificado, no sistema apresentado na Figura 29 não está representada a instrumentação nem o total de válvulas do sistema.

Os requisitos de desempenho do sistema são os seguintes:

- Água para re-injeção: o teor de óleo e graxa (TOG) máximo considerado na água para injeção no reservatório é de 1000 ppm. Como o reservatório considerado é de descarte, não há necessidade do sistema proporcionar qualidade de água superior a 1000 ppm. Em caso de obstrução de poros no reservatório, causada pelo óleo residual presente na água, o reservatório poderá ser fraturado pela pressão de descarga imposta pela bomba de injeção de água produzida;
- Óleo: o sistema deverá operar de forma que a corrente de óleo e gás que atinge a plataforma tenha substancial redução na fração de água em relação ao originalmente produzido pelo poço. Esta redução é dependente da eficiência de separação água-óleo proporcionada pelo separador. No Capítulo 6 será melhor abordado este parâmetro de eficiência, que é um dado de entrada das simulações realizadas no referido capítulo.

Modularização do Sistema

A prática de se projetar os sistemas de forma modularizada é muito usual na área de engenharia submarina, devido à maior facilidade de recuperação de equipamentos submarinos que essa prática de projeto proporciona. Um bom exemplo disso é o caso de *manifolds* submarinos. Em *manifolds* submarinos que possuem por exemplo, válvulas *choke* residentes, para manutenção nestas últimas é necessário retirar o *manifold* do fundo mar, o que envolve a mobilização de recursos mais caros, tais como sondas

marítimas, e a parada de produção de todos os poços ligados ao *manifold*, o que acarreta prejuízos altíssimos para o ativo de produção responsável pelo equipamento. Já no caso de *manifolds* submarinos que possuem válvulas *choke* em módulos, basta retirar o módulo ao qual a válvula *choke* avariada pertence, o que envolve um recurso de intervenção mais barato (um AHTS – em inglês, *Anchor Handling Tug Supply*, por exemplo), e a parada de produção de dois poços (geralmente adota-se que cada módulo de chokes atenda a dois poços, mas isto não é uma regra fixa). Desta forma, a opção pela modularização apresenta-se bastante atrativa por apresentar mais baixo custo de intervenção e menores perdas por parada de produção.

Por outro lado, os *manifolds* submarinos modularizados tendem a ser mais caros do que os *manifolds* com válvulas residentes, pelo fato da modularização implicar em mais conectores e demais acessórios. Apesar disso, em sistemas submarinos com alto grau de inovação tecnológica, como é caso do sistema proposto nesta dissertação, é altamente recomendável projetar o sistema com seus principais componentes em módulos recuperáveis [9].

O sistema de separação trifásica submarina considerado nesta dissertação é composto de módulos, tais como:

- Módulo de *by-pass*: este módulo contém a tubulação (e as válvulas) de *by-pass*, utilizada para escoar a produção do poço quando o sistema de separação submarina estiver indisponível;
- Módulo do separador: contém o separador e sua instrumentação. Pode haver também modularização da instrumentação do separador, conforme utilizado em Tordis [21];
- Módulo de *chokes* de re-injeção: são necessários para o controle da vazão de injeção de água produzida;
- Módulo de controle;
- Módulo de Bombeamento para Re-injeção: é composto das duas bombas do tipo BCSS, em série.

Os módulos acima são conectados à base do sistema, à qual também são conectados os módulos de conexão vertical do poço produtor e do poço injetor.

5.1.1 Cenário de Aplicação do Sistema

O cenário de aplicação é a Bacia de Campos, e a lâmina d'água para a instalação do sistema é 800 metros. O sistema será ligado a um único poço produtor e a água separada será bombeada para um poço injetor, também ligado ao sistema. A plataforma hospedeira será um FPSO (navio de processo e armazenamento de petróleo, em inglês *Floating, Production, Storage and Offloading*). Seguem algumas características físicas dos fluidos produzidos:

- Óleo API 23;
- Densidade do óleo: 0,916;
- Densidade da água: 1,03;
- Densidade do gás da formação: 0,700;

O reservatório de injeção considerado será um reservatório de descarte. O poço produtor tem previsão de baixíssima produção de areia. As características do cenário, abaixo listadas, serão apresentadas no Capítulo 6, pois se referem à análise de elevação e escoamento:

- IP (índice de produtividade) do reservatório;
- Dados do sistema de produção (características, comprimentos e diâmetros dos dutos);
- Vazão de *gas lift*;
- Frações de água dos poços;
- Pressão de chegada da produção na plataforma (regulada por válvula *choke*).

O campo considerado neste estudo é um campo maduro. A seguir, na Tabela 4, pode ser vista a previsão de produção para os próximos vinte anos do poço escolhido como hospedeiro do sistema (em vazões médias anuais de líquido).

Tabela 5 – Produção média anual do poço hospedeiro do sistema de separação trifásica submarina.

| Anos de Operação | Vazão (m³/dia) Óleo+Água |
|-------------------------|--|
| 1 | 3.390 |
| 2 | 3.216 |
| 3 | 3.129 |
| 4 | 3.096 |
| 5 | 2.877 |
| 6 | 2.937 |
| 7 | 2.892 |
| 8 | 2.840 |
| 9 | 2.758 |
| 10 | 2.816 |
| 11 | 2.812 |
| 12 | 2.729 |
| 13 | 2.785 |
| 14 | 2.700 |
| 15 | 2.726 |
| 16 | 2.753 |
| 17 | 2.809 |
| 18 | 2.782 |
| 19 | 2.810 |
| 20 | 2.896 |

5.2 Estimativas da Eficiência de Separação Água-Óleo e da Perda de Carga no Separador Submarino

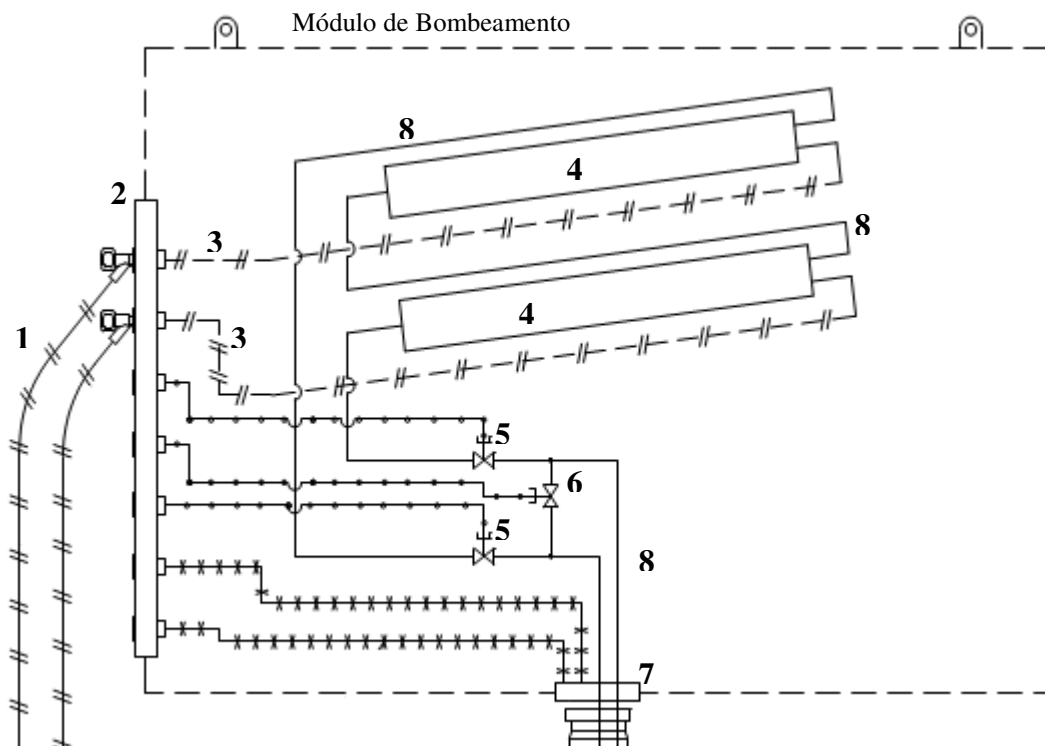
Será adotado o valor de 75% para a eficiência de separação água-óleo. A justificativa para o uso deste valor será apresentada no Capítulo 6, onde o mesmo será utilizado como dado de entrada na análise de elevação e escoamento. Outro parâmetro importante é a perda de carga no separador. Este não é um parâmetro de processo, e sim uma característica do escoamento no interior do separador submarino. Foi adotado o valor de 3 kgf/cm² para esta perda de carga. A justificativa para o uso deste valor também será apresentada no Capítulo 6, onde o mesmo também será utilizado como dado de entrada na análise de elevação e escoamento.

5.3 Descrição e Fronteiras do Sistema a ser Analisado

O sistema de bombeamento para injeção de água produzida a ser analisado será o sistema de BCSS em estrutura no leito marinho. No Capítulo 2 foi apresentado este tipo de sistema, composto basicamente por base de fluxo e módulo de bombeamento. Neste trabalho a base de fluxo será a própria base do sistema de separação submarina, e o objeto de análise será somente o módulo de bombeamento. Será considerado que o módulo de bombeamento é composto pelos seguintes equipamentos [11]:

- Conector para conexão à base do sistema de separação submarina, com passagens para a água a ser re-injetada (sucção e descarga);
- Duas válvulas gaveta manuais, com vedação metal-metal, acionáveis por ROV, para isolamento e lavagem do módulo de bombeamento quando de sua retirada;
- Uma válvula gaveta manual, com vedação metal-metal, acionável por ROV, para *by-pass* das bombas do módulo de bombeamento quando da operação de lavagem para retirada do mesmo;
- Painel ROV com interfaces para acionamento das válvulas gaveta, para acionamento hidráulico do conector e conector elétrico.
- Cápsulas das bombas, que são compostas de seções de tubos unidas por soldagem. A pressão máxima de trabalho é de 5.000 psi. São projetadas também para suportar o colapso e possuem um comprimento total aproximado de 20 metros. Possuem centralizadores para os conjuntos moto-bomba;
- Tampas superiores das cápsulas: fazem o fechamento das cápsulas, após a descarga da bomba. Por esta tampa passam o penetrador elétrico de potência e a água pressurizada pela bomba;
- Tampas inferiores das cápsulas: através destas tampas passa a água que segue para a sucção da respectiva bomba. Também passam através desta tampa penetradores elétricos para cabos de transmissão de sinal, um para cada cápsula.

A Figura 30, a seguir, apresenta um desenho esquemático do módulo de bombeamento, com seus principais componentes.



Legenda

- 1 – Cabo elétrico vindo da base do sistema de separação submarina
- 2 – Painel ROV
- 3 – Cabo elétrico que alimenta a BCSS
- 4 – Cápsula de BCSS
- 5 – Válvula gaveta manual normalmente aberta
- 6 – Válvula gaveta manual normalmente fechada
- 7 – Conector
- 8 – Tubulação

Figura 30 - Desenho esquemático do módulo de bombeamento [32].

Fronteiras

A linha tracejada na Figura 30 indica a fronteira do sistema a ser analisado. Portanto, em relação ao sistema de separação submarina, as fronteiras da análise são definidas pelo conector do módulo, que também foi incluído na análise, e pelo painel ROV, que recebe as conexões elétricas de potência. Em suma, todos os itens numerados

da figura anterior fizeram parte da análise, à exceção dos itens 1 e 2 (cabo elétrico vindo da base do sistema de separação submarina e painel ROV, respectivamente).

5.4 Instalação do Sistema de Bombeamento

A concepção adotada para o sistema de BCSS em estrutura no fundo do mar considera o módulo de bombeio instalado sobre a base do sistema de separação submarina de modo a possibilitar sua remoção independente, permitindo que a produção seja mantida durante as fases de manutenção das bombas. Como citado anteriormente, o módulo de bombeio pode ser instalado com a utilização de lingadas, dispensando o uso de ferramentas hidráulicas. Para a retirada e a reinstalação deste módulo poderão ser utilizados os olhais de manuseio próprios de sua estrutura [11].

Está previsto um método para *overboarding* do módulo de bombeio, que consiste na utilização de guindaste de outra embarcação. Esta solução será utilizada tendo-se em vista que não é possível utilizar o *A-frame* de um AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) devido às dimensões do módulo de bombeio. O conceito considera que a colocação do módulo na água é feita pelo guindaste de uma embarcação que esteja próxima ao local da instalação durante a operação. Após isso, o AHTS navegará até a locação final com o equipamento posicionado a uma profundidade em que a influência das ondas seja minimizada. Na locação final, após o *overboarding*, o equipamento é descido a cabo pelo AHTS até a profundidade especificada, com o cabo passando pelo rolo de popa da embarcação, até o assentamento do módulo de bombeio no sistema de separação submarina. A Figura 31, a seguir, ilustra este método de *overboarding*. Notar que esta figura é apenas ilustrativa e não guarda relação entre as dimensões reais dos equipamentos e da embarcação a ser utilizada [11].

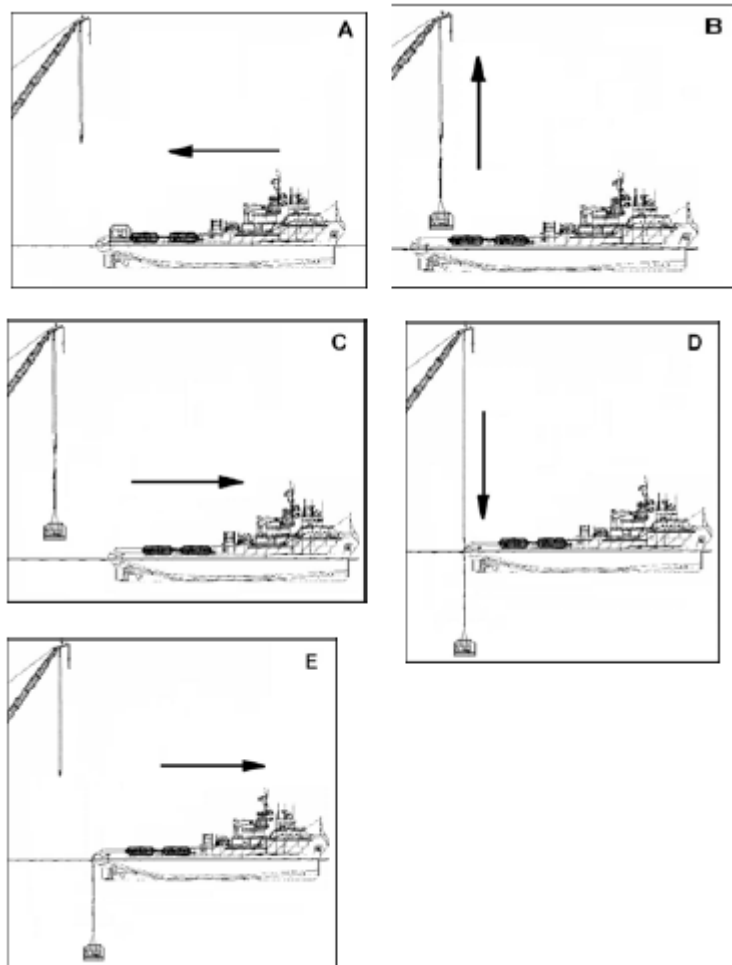


Figura 31 - *Overboarding* do módulo de bombeio por guindaste [11].

6 ANÁLISE DE ELEVAÇÃO E ESCOAMENTO

Conforme citado nos capítulos anteriores as análises apresentadas neste trabalho referem-se a campos maduros. Para a implementação de projetos de processamento submarino em geral, e especificamente no caso da separação trifásica submarina, diversas análises são necessárias, dentre elas as análises de elevação e escoamento.

São duas as contribuições em termos de vazão de produção que sistemas de separação e re-injeção submarina proporcionam: a liberação de volume na plataforma para recebimento da produção de outros poços (reabertura de poços antigos ou abertura de novos) e o *boosting* de produção proporcionado pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, resultante da remoção de água realizada no separador submarino. As análises apresentadas neste capítulo terão portanto os seguintes objetivos:

- Determinar as vazões de produção que chegam à plataforma considerando-se as seguintes situações:
 - Sistema submarino de produção convencional para um poço satélite, para simular as situações de indisponibilidade do sistema de bombeamento;
 - Utilização do sistema de separação trifásica submarina descrito no capítulo anterior, no caso da operação normal do sistema de bombeamento. Deve-se lembrar que a indisponibilidade do sistema de bombeamento para re-injeção causa a indisponibilidade do sistema de separação submarina.
- Quantificar o ganho de produção relativo à redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, resultante da remoção de água realizada no separador submarino.

Serão feitas duas simulações: uma considerando o sistema convencional de produção, ou seja, um poço satélite produzindo para uma plataforma, no caso um FPSO; e outra considerando um sistema de separação trifásica submarina entre a ANM de produção e o FPSO. As vazões de produção encontradas para ambos os casos serão dados de entrada para a análise do custo de indisponibilidade a ser realizada no Capítulo 7. Ao final será feita uma comparação entre as vazões de óleo proporcionadas pelas

duas configurações para que seja quantificado o ganho de produção da alternativa com separação submarina.

As simulações apresentadas neste capítulo foram realizadas considerando regime permanente. Foi utilizado o programa Marlim II, desenvolvido pela Petrobras. Em ambas as simulações o IP (índice de produtividade) do reservatório foi considerado constante. Foram utilizadas as mesmas correlações de cálculo de perfil de pressão no escoamento e propriedades PVT (Pressão, Volume e Temperatura) em ambas as simulações.

6.1 O Programa Marlim II

O MARLIM II é um programa de análise de escoamento multifásico em dutos. Este simulador foi desenvolvido com o objetivo de abordar toda a parte de cálculo de escoamento de petróleo em sistemas envolvendo linhas e poços, sendo que estes últimos podem estar produzindo por surgência natural ou *gas lift*. O simulador foi desenvolvido considerando-se regime permanente [39].

Em relação às instalações de elevação artificial, para que se possa tirar o máximo proveito de uma instalação como essa é essencial um bom dimensionamento. Para o *gas lift* contínuo, por exemplo, isto envolve a definição do ponto de injeção, a distribuição das válvulas de partida e a seleção dessas válvulas e de seus parâmetros associados. O projeto tem de atender a certas condicionantes, oriundas das características das instalações em si (poços de árvore de natal molhada, por exemplo) ou da estratégia de produção (limites de vazão, por exemplo) [39].

Conforme citado acima, o MARLIM II pode ser utilizado na análise de instalações, para poços surgentes ou produzindo através de *gas lift*. O programa determina, conhecida a configuração do sistema de produção, um dos três parâmetros a seguir, dados os outros dois: vazão de equilíbrio, pressão a jusante do sistema (primeiro nó) ou pressão a montante do sistema (último nó). O cálculo dos perfis de pressão de fluxo ao longo da tubulação é feito utilizando-se correlações [39].

Em instalações novas e sem problemas operacionais (válvulas descalibradas, redução da área de escoamento por presença de depósitos diversos, etc) o programa pode ser usado para ajustar valores de variáveis de baixa confiabilidade (produtividade do reservatório, por exemplo) confrontando seus resultados com aqueles de testes de

produção. Variando-se as características das válvulas pode-se verificar as conseqüentes mudanças nas condições de produção decidindo-se, assim, sobre a conveniência de uma intervenção no poço. Já em instalações com suspeitas de problemas operacionais, estes podem ser simulados para sua identificação. Aplicando-se o simulador para as condições ótimas de operação do poço pode-se ter uma avaliação quantitativa dos benefícios da intervenção, ajudando no estabelecimento da prioridade da mesma [39].

6.2 Premissas e Dados de Entrada Gerais das Simulações

Fluidos:

- Petróleo;
- Óleo API 23;
- Densidade do óleo: 0,916;
- Densidade da água: 1,03;
- Densidade do gás da formação: 0,700;
- Densidade do gás de injeção: 0,700.

Propriedades PVT:

Foram adotadas as seguintes correlações convencionais:

- Bo (fator volume de formação do óleo) e Rs (razão de solubilidade gás-óleo): STANDING [40];
- μ_d (viscosidade do óleo morto): BEGGS e ROBINSON [41];
- Viscosidade do óleo vivo: $P \leq P_{sat}$ (BEGGS e ROBINSON [41]), $P > P_{sat}$ (VAZQUEZ e BEGGS [42]).

Correlações para cálculo de perfil de pressão no escoamento:

- Trechos verticais ascendentes: HAGEDORN e BROWN [43];
- Trechos horizontais: DUKLER [44] e EATON *et al.* [45] e FLANIGAN [46];
- Trechos inclinados: HAGEDORN e BROWN [43], BEGGS e BRILL [47] e PALMER [48].

O IP (índice de produtividade) do reservatório foi considerado constante ao longo dos anos de operação previstos. Os dados de reservatório utilizados são típicos da

Bacia de Campos, em especial do campo considerado. Foi considerado o modelo de VOGEL [22] para a IPR (*inflow performance relationship*) do poço, pois a pressão estática do reservatório (P_e) considerada é menor do que a pressão de saturação do óleo (P_{sat}).

Em ambas as simulações, com e sem o sistema de separação submarina, foram considerados vinte anos de operação. A eficiência de separação água-óleo no separador submarino foi considerada constante ao longo da vida do sistema. Foi desprezada a perda de carga nas tubulações do sistema de separação submarina, somente sendo considerada a perda de carga no separador submarino, que foi adotada constante ao longo da vida do sistema. A pressão de chegada da corrente produzida na plataforma é mantida constante em 22 kgf/cm^2 durante os vinte anos de operação previstos, controlada através de uma válvula *choke*. Foi considerada também injeção de *gas-lift*, adotando-se vazão constante de $90.000 \text{ Sm}^3/\text{d}$ ao longo do tempo de operação previsto. Seguem na Tabela 6 as frações de água adotadas para cada ano de operação.

Tabela 6 - Frações de água utilizadas como dados de entrada das simulações com e sem o sistema de separação submarina água-óleo.

| Anos de Operação | Fração de Água (%) |
|-------------------------|---------------------------|
| 1 | 50 |
| 2 | 60 |
| 3 | 70 |
| 4 | 75 |
| 5 | 80 |
| 6 | 85 |
| 7 | 89 |
| 8 | 90 |
| 9 | 92 |
| 10 | 92 |
| 11 | 92 |
| 12 | 93 |
| 13 | 93 |
| 14 | 94 |
| 15 | 94 |
| 16 | 94 |
| 17 | 94 |
| 18 | 95 |
| 19 | 95 |
| 20 | 95 |

As frações de água consideradas acima (Tabela 6) referem-se ao poço. Deve-se atentar que com a utilização do sistema de separação submarina água-óleo as frações de água que chegam à plataforma são obviamente menores.

6.3 Simulação para a Configuração Convencional

6.3.1 Descrição do Modelo

Foi construído no programa Marlim II o modelo do sistema de escoamento do poço até a plataforma. Na Figura 32, a seguir, pode ser vista a configuração do sistema.

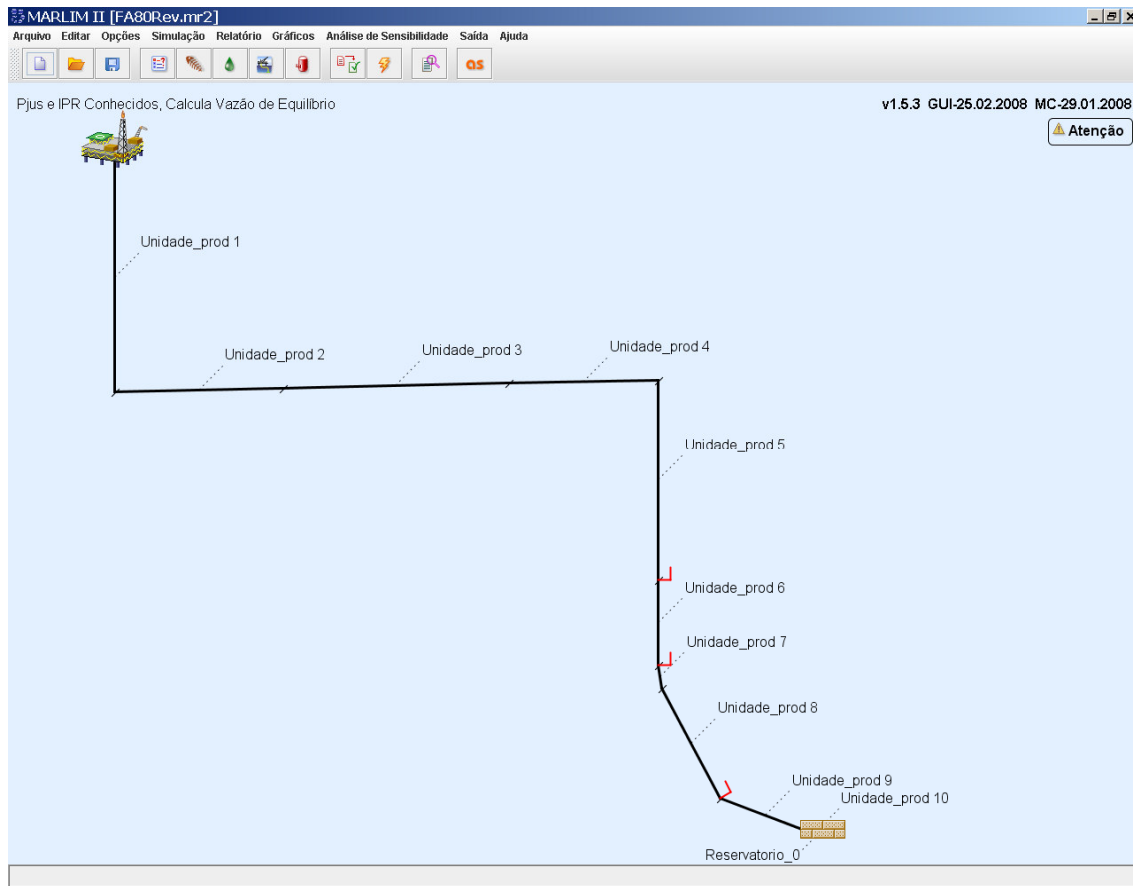


Figura 32 - Modelo construído no programa Marlim II[®] para a simulação da configuração de poço satélite sem utilização de sistema de separação submarina.

Para a construção do modelo o sistema é dividido em unidades de produção. Na Figura 32 são mostradas as dez unidades de produção consideradas nesta simulação. São elas:

- Unidade de produção 1: trecho vertical do duto (*riser*), rígido ou flexível;
- Unidades de produção 2, 3 e 4: trecho horizontal do duto (*flowline*);
- Unidades de produção 5, 6, 7, 8 e 9: coluna de produção do poço;
- Unidade de produção 10: profundidade do poço na qual estão localizados os canhoneados (poço aberto).

As características dimensionais de cada unidade de produção são dados de entrada para construção do modelo. Para a unidade de produção 1, ou seja o trecho vertical referente ao *riser* de produção, o comprimento considerado foi de oitocentos metros. O trecho horizontal apoiado no solo marinho, conhecido como *flowline*, tem comprimento de 1.905 metros, enquanto que o poço tem um comprimento vertical de 1.583 metros. Seguem na Tabela 7 mais dados sobre o modelo de sistema de produção construído.

Tabela 7 - Dados do modelo construído para a simulação da configuração convencional.

| Unidade de Produção | Descrição | Correlação Utilizada | Diâmetro Interno (pol.) | Rugosidade Absoluta (mm) |
|----------------------------|--|--|--------------------------------|---------------------------------|
| 1 | Trecho vertical (<i>riser</i>) | HAGEDORN e BROWN [43] | 6 | 0,183 |
| 2 | Trecho horizontal (<i>flowline</i>) | DUKLER [44] e EATON [45] e FLANIGAN [46] | 6 | 0,610 |
| 3 | Trecho horizontal (<i>flowline</i>) | DUKLER [44] e EATON [45] e FLANIGAN [46] | 6 | 0,610 |
| 4 | Trecho horizontal (<i>flowline</i>) | DUKLER [44] e EATON [45] e FLANIGAN [46] | 6 | 0,610 |
| 5 | Trecho vertical (poço com coluna) | HAGEDORN e BROWN [43] | 4,892 | 0,178 |
| 6 | Trecho vertical (poço com coluna) | HAGEDORN e BROWN [43] | 4,892 | 0,178 |
| 7 | Trecho inclinado (poço com coluna) | HAGEDORN e BROWN [43] | 4,892 | 0,178 |
| 8 | Trecho inclinado (poço com coluna) | BEGGS e BRILL [47] e PALMER [48] | 4,892 | 0,178 |
| 9 | Trecho inclinado (poço com coluna) | BEGGS e BRILL [47] e PALMER [48] | 4,892 | 0,178 |
| 10 | Trecho inclinado (poço sem coluna) | BEGGS e BRILL [47] e PALMER [48] | 6,184 | 0,025 |

6.3.2 Procedimento Adotado e Resultados

Nesta simulação o procedimento adotado foi para cada ano de operação do poço entrar com os dados da Tabela 6, adicionados dos dados de reservatório, e calcular a vazão de produção para a plataforma. Foram inseridos os seguintes dados do reservatório: pressão estática do reservatório (P_e), pressão de saturação (P_{sat}), RGO (razão gás-óleo) e o IP (índice de produtividade). Foram seguidas as premissas estabelecidas no Item 6.2. De posse dos dados de entrada o programa calculou a curva IPR (*inflow performance relationship*) do poço.

No modo “simulação” do programa, foi escolhida a opção de cálculo de vazão de equilíbrio, tendo como dados de entrada a pressão a jusante (pressão na plataforma, igual a 22 kgf/cm²) e a curva IPR. Isso foi feito para cada ano de operação e os resultados estão apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Resultados de vazão da simulação para a configuração convencional.

| Anos de Operação | Vazão Bruta (m³/dia) | Vazão de Gás Total (m³/dia) |
|-------------------------|--|---|
| 1 | 3.390 | 242.528 |
| 2 | 3.216 | 207.061 |
| 3 | 3.129 | 177.289 |
| 4 | 3.096 | 161.982 |
| 5 | 2.877 | 142.935 |
| 6 | 2.937 | 130.970 |
| 7 | 2.892 | 119.586 |
| 8 | 2.840 | 116.695 |
| 9 | 2.758 | 110.739 |
| 10 | 2.816 | 111.405 |
| 11 | 2.812 | 110.923 |
| 12 | 2.729 | 107.765 |
| 13 | 2.785 | 108.131 |
| 14 | 2.700 | 104.904 |
| 15 | 2.726 | 104.886 |
| 16 | 2.753 | 104.865 |
| 17 | 2.809 | 105.169 |
| 18 | 2.782 | 102.518 |
| 19 | 2.810 | 102.645 |
| 20 | 2.896 | 103.030 |

Também foi calculada a vazão de gás total (gás da formação mais o *gas lift*), para todos os anos de operação previstos.

6.4 Simulação para a Configuração com Separação Submarina

6.4.1 Premissas e Dados de Entrada

O programa Marlim II não é capaz de modelar a configuração com separação submarina com a mesma metodologia utilizada na simulação para a configuração convencional, ou seja, não é possível inserir um sistema de separação submarina entre o poço e a plataforma. Por este motivo, foi necessário dividir esta simulação em duas, o

que significou construir dois modelos, um considerando o trecho entre o sistema de separação submarina e a plataforma e outro considerando o escoamento no poço até o sistema de separação submarina. Estas simulações serão chamadas a partir de agora simulação sist. de sep. submarina-plataforma e simulação poço-sist. de sep. submarina.

Estas duas simulações foram realizadas de modo que o resultado de uma fosse o dado de entrada da outra, para várias iterações, de modo que os valores de vazão anual do poço convergissem para um único valor. O procedimento para realização das simulações será melhor explicado no Item 6.4.3.

Existem duas características de projeto do separador importantes para a simulação para a configuração com separação submarina: a eficiência de separação água-óleo e a perda de carga no separador. Ambas terão seus valores estimados nos Itens 6.4.1.1 e 6.4.1.2, respectivamente. Estas características são de difícil cálculo analítico, que por sua complexidade fogem ao escopo deste trabalho. Por este motivo serão estimadas com base na literatura existente. Estas características são também objeto de uma análise de sensibilidade apresentada no final deste capítulo, para verificação de sua influência nos resultados das simulações.

6.4.1.1 Dados de Entrada da Simulação Sistema de Sep. Submarina-Plataforma

Conforme anteriormente citado, foram feitas várias iterações para cada ano de operação considerado do sistema. Como estimativa inicial para o início da simulação, foram utilizados os dados apresentados na Tabela 8, que são os resultados da simulação para a configuração convencional. Em cada iteração desta simulação é calculado um valor de pressão a montante do sistema, a partir da vazão e da pressão de chegada do fluido à plataforma, fixada em 22 kgf/cm^2 . Esta pressão a montante nada mais é do que a pressão requerida para a elevação do fluido do sistema de separação submarina até a plataforma. A partir da segunda iteração, são utilizadas como dado de entrada as vazões obtidas na simulação poço-sist. de sep. submarina anterior.

Eficiência de Separação Água-Óleo

A eficiência de separação água-óleo é um parâmetro que pode ser estimado analiticamente, porém testes ou experiência operacional são as melhores fontes de dados. Não faz parte do escopo deste trabalho o cálculo deste tipo de parâmetro, que pode ser considerado como estado da arte das atividades de pesquisa e desenvolvimento relacionadas a processamento submarino. Também não há registros de operação de um separador submarino para as condições adotadas neste trabalho. Segundo EUPHEMIO *et al.* [9], para determinadas condições submarinas de separação, pode-se almejar valores de eficiência superiores a 75%. Para que se atinja valores de eficiência de separação dessa ordem, é necessário um esforço de pesquisa e desenvolvimento que já está sendo empreendido [9]. EUPHEMIO *et al.* [9] considera em seu artigo um separador tubular gravitacional que possui o mesmo princípio de funcionamento do conceito de separador considerado neste trabalho. Também cita que foram realizados testes nos quais foi constatada uma diferença de desempenho muito pequena entre o separador tubular gravitacional e um separador gravitacional típico. O separador considerado nesta dissertação é similar ao adotado no projeto de Tordis (mostrado no Capítulo 2, item 2.1.3.1.2), ou seja, é um separador gravitacional compacto adaptado para condições submarinas de separação. É portanto um equipamento muito semelhante a um separador gravitacional típico, com a diferença que possui um *by-pass* de gás, o que lhe confere a característica de ser compacto. O valor de 75% de eficiência de separação, a partir do qual se almeja elevar a eficiência de separação submarina água-óleo durante o projeto de pesquisa e desenvolvimento descrito por EUPHEMIO *et al.* [9], foi adotado nesta dissertação como caso base. Conforme citado acima, este valor foi considerado factível para utilização, já que as condições de separação e o conceito de separador submarino adotados neste trabalho são similares aos considerados por EUPHEMIO *et al.* [9]. Como é um valor com relativa incerteza em sua estimativa, será feita uma análise de sensibilidade para avaliar seu impacto nos resultados da simulação. A utilização da eficiência de separação água-óleo no cálculo de dados de entrada da simulação sistema de separação submarina-plataforma será melhor explicada no Item 6.4.3.

Conforme mencionado no item 6.2 (Premissas e Dados de Entrada Gerais das Simulações), a eficiência de separação água-óleo foi considerada constante ao longo dos anos de operação do sistema de separação trifásica submarina. Esta é uma hipótese

simplificadora que pode ser utilizada pelo fato deste trabalho ter como objetivo uma análise econômica, e não um estudo detalhado das condições de separação submarina, mesmo porque, para isso seriam necessários resultados de testes experimentais. Conforme anteriormente citado, será feita uma análise de sensibilidade da simulação com valores abaixo e acima da eficiência de separação submarina considerada. Com as vazões obtidas desta análise, poderão ser calculados no Capítulo 7 (item 7.7.5 – Variação de Parâmetros de Processo) os custos de indisponibilidade mínimo e máximo que o sistema pode apresentar, considerando-se a variação da eficiência de separação água-óleo.

6.4.1.2 Dados de Entrada da Simulação Poço-Sistema de Sep. Submarina

Os dados de entrada para esta simulação são os seguintes:

- A pressão calculada na simulação sistema de separação-plataforma, acrescida da perda de carga no separador submarino;
- As frações de água da corrente produzida (vide Tabela 6) e a vazão de injeção de *gas-lift*;
- Os dados de reservatório utilizados na simulação para a configuração convencional: pressão estática do reservatório (P_e), pressão de saturação (P_{sat}), RGO (razão gás-óleo) e o IP (índice de produtividade).

A perda de carga no separador, da mesma forma que a eficiência de separação, é um parâmetro de projeto. O seu valor é o resultado das decisões tomadas no projeto em relação aos componentes internos do separador, da confirmação das vazões de produção do poço estimadas e seu tipo de escoamento e de cálculos de processamento que determinam o diâmetro do equipamento. Do mesmo modo que a eficiência de separação água-óleo, seu cálculo é complexo e foge aos objetivos deste trabalho. BENIBO [7] descreveu em seu trabalho a aplicação de um sistema de separação submarina água-óleo, no qual considerou a máxima perda de carga imposta pelo separador de 3 kgf/cm^2 para uma vazão de produção de $13.673 \text{ m}^3/\text{d}$ e fração de água de 14%. No cenário adotado para o presente trabalho os valores de vazão são bem menores, da ordem de $3.000 \text{ m}^3/\text{d}$, e o sistema de separação, embora de menores dimensões, é similar ao descrito por BENIBO [7]. Desta forma, será considerado como caso base nesta dissertação o valor de perda de carga no separador submarino igual a 3 kgf/cm^2 . Este

valor será considerado constante para todos os anos de operação, visto que a vazão do poço se mantém em um mesmo patamar durante todo este período, com pequenas variações. De forma análoga ao realizado em relação à eficiência de separação água-óleo, será feita uma análise de sensibilidade da perda de carga no separador submarino para avaliar seu impacto nos resultados da simulação, devido à relativa incerteza em sua estimativa. A utilização da perda de carga no separador submarino no cálculo de dado de entrada da simulação poço-sistema de separação submarina será melhor explicada no Item 6.4.3.

6.4.2 Descrição dos Modelos

O sistema de separação trifásica submarina foi posicionado à distância de 365 metros do poço produtor. Todas as características adotadas para o modelo construído para a configuração de poço satélite sem separação submarina, são mantidas nestes dois modelos. Nas duas figuras a seguir (Figura 33 e Figura 34) são apresentados os modelos construídos para a simulação sistema de separação submarina-plataforma e para a simulação poço-sistema de separação submarina, respectivamente.

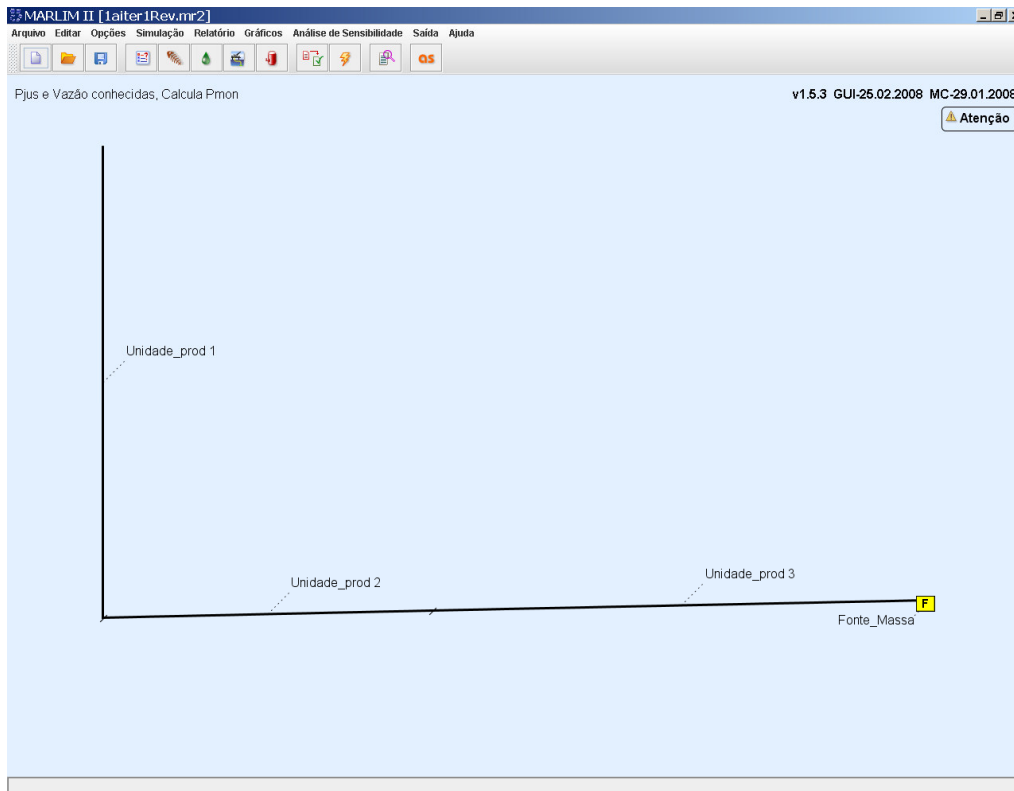


Figura 33 - Modelo construído no programa Marlim II[®] para a simulação sistema de separação submarina-plataforma.

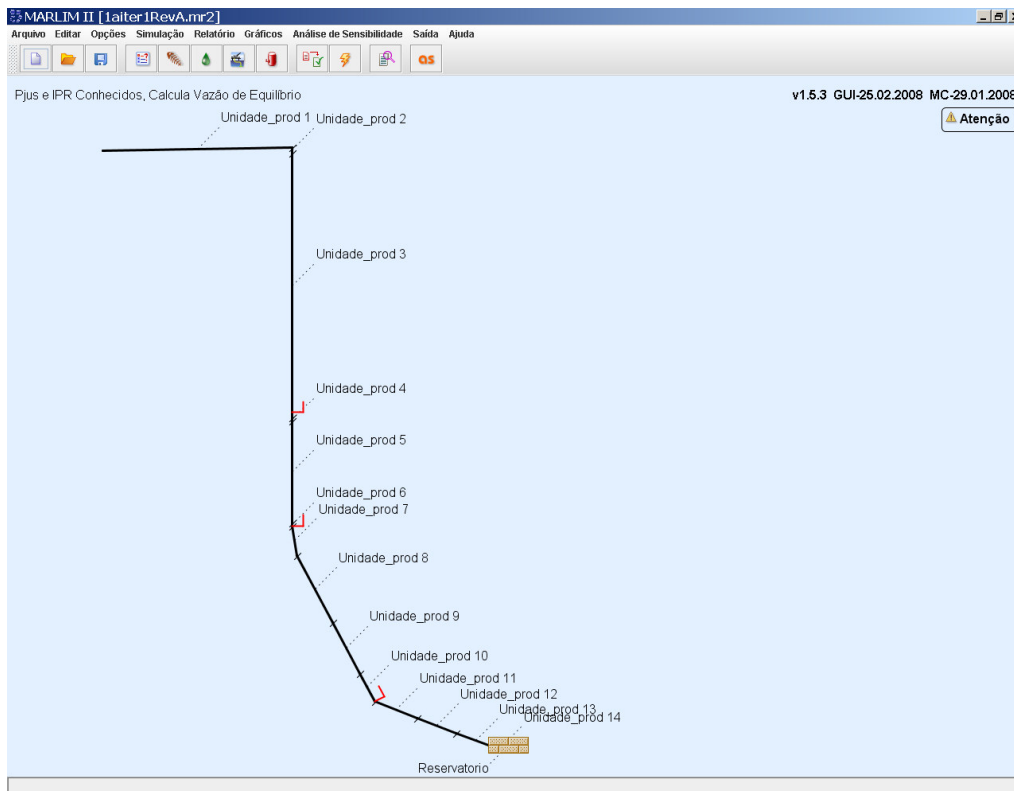


Figura 34 - Modelo construído no programa Marlim II[®] para a simulação poço-sistema de separação submarina.

6.4.3 Procedimento Adotado e Resultados

Segue na Figura 35 o fluxograma das etapas de cálculo realizadas na simulação para a configuração com separação submarina. Seguem abaixo as descrições de cada etapa:

- (1) Foram utilizados, como primeira estimativa, as vazões obtidas na simulação para a configuração convencional. Estas vazões foram utilizadas somente na 1^a iteração;
- (2) Nesta etapa as vazões da etapa anterior foram recalculadas considerando-se a remoção de água ocorrida no separador submarino. Para isso, foi utilizada a eficiência de separação água-óleo estimada no Item 6.4.1.1. Foram também calculadas as frações de água (FA) e razões gás-líquido (RGL) para estas vazões, que são as que chegam à plataforma. Deve-se notar que as vazões da etapa (1) foram utilizadas somente para a 1^a iteração, porém para as demais iterações as vazões utilizadas foram as da etapa (4), conforme mostra a Figura 35;
- (3) Esta etapa é a simulação sistema de sep. submarina-plataforma, cujo modelo é mostrado na Figura 33. São utilizados os parâmetros calculados na etapa (2) e a pressão de chegada na plataforma, fixada em 22 kgf/cm². Foram obtidas as pressões requeridas para elevação, a partir do sistema de separação submarina.
- (4) Esta etapa é a simulação poço-sistema de sep. submarina, cujo modelo é mostrado na Figura 34. Os dados de entrada são as pressões calculadas na etapa anterior adicionadas da perda de carga considerada no sistema de separação submarina, e a IPR. Os resultados desta simulação são as vazões poço-sistema de sep. submarina, que retornaram à etapa (2), em diversas iterações, até que os valores de vazão de cada ano de operação convergissem;
- (5) Após as últimas iterações referentes a cada ano de operação, foram obtidas as vazões de produção do poço, considerando o uso do sistema de separação submarina água-óleo.

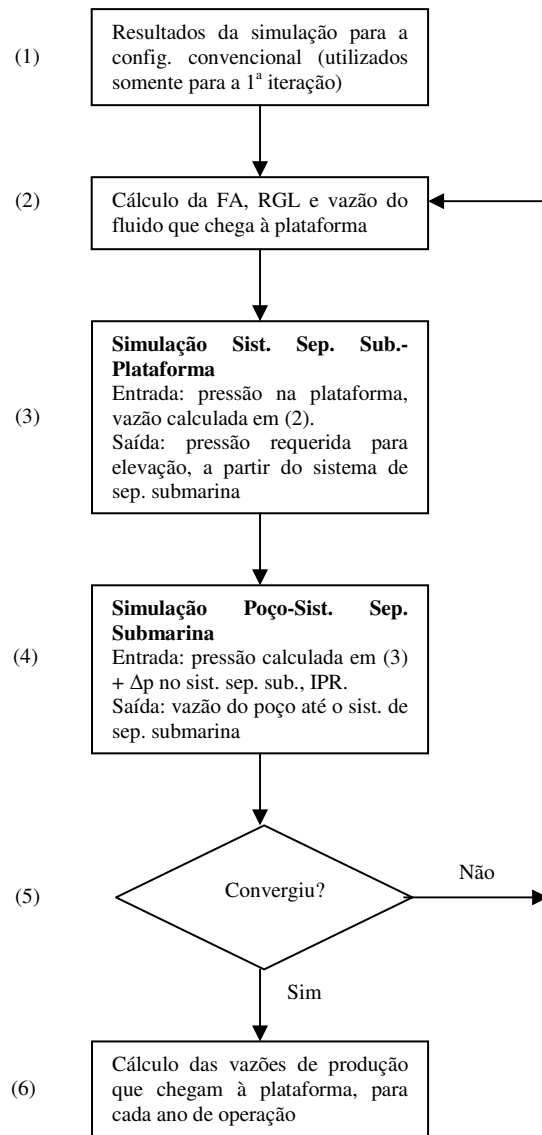


Figura 35 - Fluxograma das etapas de cálculo realizadas na simulação para a configuração com separação submarina.

Realizadas as simulações, chegou-se aos resultados das Tabelas 9 e 10. A Tabela 9 apresenta os resultados da simulação poço-sistema de sep. submarina e a Tabela 10 as vazões de produção que chegam à plataforma, com suas respectivas frações de água e razões gás-líquido (RGL). Vale lembrar que estes resultados valem para o caso base adotado: eficiência de separação água-óleo 75% e perda de carga no separador submarino de 3 kgf/cm².

Tabela 9 - Resultados da simulação poço-sistema de separação submarina.

| Anos de Operação | Vazão de Produção (m ³ /d) | | | | Diferença Percentual entre as Duas Últimas Iterações |
|------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | 1 ^a Iteração | 2 ^a Iteração | 3 ^a Iteração | 4 ^a Iteração | |
| 1 | 3336 | 3349 | 3346 | - | -0,08 |
| 2 | 3307 | 3288 | 3292 | - | 0,12 |
| 3 | 3381 | 3338 | 3346 | - | 0,22 |
| 4 | 3442 | 3387 | 3396 | - | 0,27 |
| 5 | 3295 | 3235 | 3244 | - | 0,27 |
| 6 | 3360 | 3283 | 3294 | - | 0,32 |
| 7 | 3378 | 3322 | 3329 | - | 0,21 |
| 8 | 3339 | 3283 | 3289 | - | 0,19 |
| 9 | 3289 | 3233 | 3239 | - | 0,18 |
| 10 | 3358 | 3301 | 3307 | - | 0,19 |
| 11 | 3356 | 3298 | 3305 | - | 0,21 |
| 12 | 3279 | 3224 | 3230 | - | 0,18 |
| 13 | 3348 | 3291 | 3297 | - | 0,19 |
| 14 | 3270 | 3214 | 3220 | - | 0,19 |
| 15 | 3304 | 3247 | 3253 | - | 0,18 |
| 16 | 3302 | 3247 | 3253 | - | 0,18 |
| 17 | 3407 | 3347 | 3354 | - | 0,20 |
| 18 | 3707 | 3550 | 3580 | 3574 | -0,17 |
| 19 | 3739 | 3582 | 3613 | 3607 | -0,17 |
| 20 | 3835 | 3677 | 3705 | 3701 | -0,12 |

As vazões destacadas em amarelo na Tabela 9 são o resultado da simulação da produção do poço considerando-se o uso do sistema de separação submarina água-óleo. Nota-se que do primeiro ao décimo-sétimo ano os resultados convergiram na terceira iteração. Para os três anos finais foi necessária mais uma iteração. O critério de convergência utilizado foi 0,35%, devido à necessidade de se diminuir ao máximo o erro na estimativa das vazões, dado que a expectativa de ganho de vazão de óleo com a utilização do sistema de separação submarina água-óleo não é muito grande, conforme foi sendo verificado no decorrer da simulação.

As vazões de produção do poço, destacadas em amarelo na Tabela 9, passam pelo sistema de separação submarina, onde há a remoção da água, e atingem a plataforma com os valores apresentados na Tabela 10. Nesta tabela também são apresentadas as frações de água e razões gás-líquido (RGL) para cada ano de operação.

Tabela 10 - Dados das vazões que chegam à plataforma com a utilização do sistema de separação submarina água-óleo.

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Razão Gás-Líquido | Vazão de Produção (m³/d) |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------|--|
| 1 | 20 | 116 | 2091 |
| 2 | 27 | 114 | 1811 |
| 3 | 37 | 112 | 1589 |
| 4 | 43 | 109 | 1486 |
| 5 | 50 | 110 | 1298 |
| 6 | 59 | 110 | 1194 |
| 7 | 67 | 108 | 1107 |
| 8 | 69 | 109 | 1069 |
| 9 | 74 | 110 | 1004 |
| 10 | 74 | 109 | 1025 |
| 11 | 74 | 108 | 1025 |
| 12 | 77 | 110 | 977 |
| 13 | 77 | 108 | 997 |
| 14 | 80 | 110 | 950 |
| 15 | 80 | 109 | 960 |
| 16 | 80 | 109 | 960 |
| 17 | 80 | 106 | 989 |
| 18 | 83 | 100 | 1028 |
| 19 | 83 | 99 | 1037 |
| 20 | 83 | 97 | 1064 |

Os valores apresentados na Tabela 10 são, juntamente com os resultados da Tabela 8 (“Resultados de vazão da simulação para a configuração convencional”), os principais resultados das simulações aqui descritas e cumprem o primeiro objetivo deste capítulo.

6.5 Análise Comparativa dos Resultados das Simulações

Neste item será feita uma análise comparativa dos resultados das simulações com e sem a utilização do sistema de separação submarina água-óleo considerado neste trabalho, cumprindo-se assim o segundo objetivo inicialmente proposto para este capítulo.

Tabela 11 - Comparação entre as vazões de produção do poço, considerando-se a utilização ou não do sistema de separação submarina água-óleo.

| Anos de Operação | Vazão do Poço sem Separação Submarina (m³/d) | Vazão do Poço com Separação Submarina (m³/d) | Diferença (%) |
|-------------------------|--|--|----------------------|
| 1 | 3390 | 3346 | -1 |
| 2 | 3216 | 3292 | 2 |
| 3 | 3129 | 3346 | 6 |
| 4 | 3096 | 3396 | 9 |
| 5 | 2877 | 3244 | 11 |
| 6 | 2937 | 3294 | 11 |
| 7 | 2892 | 3329 | 13 |
| 8 | 2840 | 3289 | 14 |
| 9 | 2758 | 3239 | 15 |
| 10 | 2816 | 3307 | 15 |
| 11 | 2812 | 3305 | 15 |
| 12 | 2729 | 3230 | 16 |
| 13 | 2785 | 3297 | 16 |
| 14 | 2700 | 3220 | 16 |
| 15 | 2726 | 3253 | 16 |
| 16 | 2753 | 3253 | 15 |
| 17 | 2809 | 3354 | 16 |
| 18 | 2782 | 3574 | 22 |
| 19 | 2810 | 3607 | 22 |
| 20 | 2896 | 3701 | 22 |

Verifica-se na Tabela 11 que no primeiro ano de operação, e somente neste ano, a alternativa com separação submarina apresentou menor produção do que a alternativa que considera configuração convencional. Se formos consultar as premissas comuns a ambas as simulações, especificamente na Tabela 6, iremos verificar que para o primeiro ano de operação a fração de água considerada foi de 50%. O início da utilização do sistema de separação submarina água-óleo foi definido para um ano com este percentual de produção de água devido principalmente à queda de volume de óleo processado na plataforma que tal quantidade de água causa. Esta queda acontece porque no projeto da plataforma é definido um volume máximo de líquido que a planta de processo pode tratar, conseqüentemente quanto mais água chegar à plataforma menor será a capacidade de processamento de óleo.

Quanto mais água se retira do *riser* de produção, menor a contrapressão hidrostática, e por este motivo pode-se esperar que haja aumento de produção, conforme estamos analisando neste capítulo. Apesar disto, a retirada de água do riser no primeiro ano de operação, considerando eficiência de separação água-óleo de 75% (caso base), não foi suficiente para aumentar a produção por causa da perda de carga de 3 kgf/cm² (caso base) sofrida no separador submarino.

Ainda de acordo com a Tabela 11, verifica-se que a partir do segundo ano de operação com separação submarina começa a haver um leve aumento de produção que se torna mais expressivo a partir do quinto ano, quando ultrapassa 10% de aumento em relação à configuração convencional. Do quinto ao décimo-sétimo ano varia entre 11% e 16% e nos três últimos anos atinge o máximo de aumento em relação à configuração convencional, 22%. A comparação entre as vazões do poço resultantes das simulações realizadas para os casos com e sem separação submarina pode ser melhor visualizada através do gráfico da Figura 36.

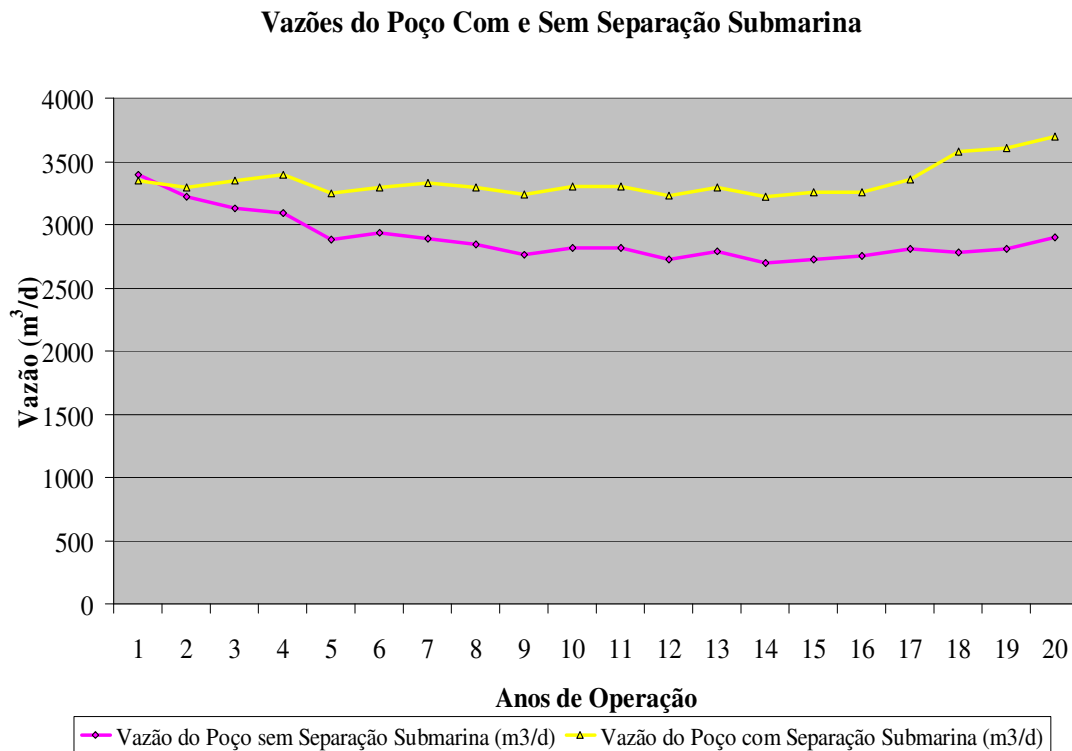


Figura 36 - Vazões do poço com e sem a utilização de separação submarina.

Na Tabela 12, a seguir, é feita a comparação entre as vazões que chegam à plataforma. São comparadas as vazões de óleo e de produção, estas últimas com suas

respectivas frações de água, para os casos com e sem separação submarina. A diferença percentual entre os dois casos é quantificada, em relação à configuração convencional (sem separação submarina). Os sinais de menos que aparecem no campo “Diferença (%)” da Tabela 12 indicam que a referência é o caso sem separação submarina, ou seja, mostram que as grandezas calculadas para o caso com separação submarina variaram para baixo em relação ao outro caso.

Tabela 12 - Comparação entre as vazões que chegam à plataforma, considerando-se a utilização ou não do sistema de separação submarina água-óleo.

| Anos | Sem Separação Submarina | | | Com Separação Submarina | | | Diferença (%) | | |
|------|---------------------------------------|---------|-----------------------------------|---------------------------------------|---------|-----------------------------------|---------------------------------------|---------|-----------------------------------|
| | Vazão de Produção (m ³ /d) | FA* (%) | Vazão de Óleo (m ³ /d) | Vazão de Produção (m ³ /d) | FA* (%) | Vazão de Óleo (m ³ /d) | Vazão de Produção (m ³ /d) | FA* (%) | Vazão de Óleo (m ³ /d) |
| 1 | 3390 | 50 | 1695 | 2091 | 20 | 1673 | -38 | -60 | -1 |
| 2 | 3216 | 60 | 1286 | 1811 | 27 | 1317 | -44 | -55 | 2 |
| 3 | 3129 | 70 | 939 | 1589 | 37 | 1004 | -49 | -47 | 7 |
| 4 | 3096 | 75 | 774 | 1486 | 43 | 849 | -52 | -43 | 10 |
| 5 | 2877 | 80 | 575 | 1298 | 50 | 649 | -55 | -38 | 13 |
| 6 | 2937 | 85 | 441 | 1194 | 59 | 494 | -59 | -31 | 12 |
| 7 | 2892 | 89 | 318 | 1107 | 67 | 366 | -62 | -25 | 15 |
| 8 | 2840 | 90 | 284 | 1069 | 69 | 329 | -62 | -23 | 16 |
| 9 | 2758 | 92 | 221 | 1004 | 74 | 259 | -64 | -19 | 17 |
| 10 | 2816 | 92 | 225 | 1025 | 74 | 265 | -64 | -19 | 17 |
| 11 | 2812 | 92 | 225 | 1025 | 74 | 265 | -64 | -19 | 18 |
| 12 | 2729 | 93 | 191 | 977 | 77 | 226 | -64 | -17 | 18 |
| 13 | 2785 | 93 | 195 | 997 | 77 | 231 | -64 | -17 | 18 |
| 14 | 2700 | 94 | 162 | 950 | 80 | 193 | -65 | -15 | 19 |
| 15 | 2726 | 94 | 164 | 960 | 80 | 195 | -65 | -15 | 19 |
| 16 | 2753 | 94 | 165 | 960 | 80 | 195 | -65 | -15 | 18 |
| 17 | 2809 | 94 | 169 | 989 | 80 | 201 | -65 | -15 | 19 |
| 18 | 2782 | 95 | 139 | 1028 | 83 | 179 | -63 | -13 | 29 |
| 19 | 2810 | 95 | 141 | 1037 | 83 | 180 | -63 | -13 | 28 |
| 20 | 2896 | 95 | 145 | 1064 | 83 | 185 | -63 | -13 | 28 |

*Fração de água.

Observando a Tabela 12 verifica-se que a diferença percentual entre a vazão com separação submarina e sem separação submarina aumenta com o tempo, ou seja chega

cada vez menos vazão à plataforma ao longo dos anos. Isto acontece por causa da remoção de água no separador submarino, que aumenta com o tempo em termos absolutos, pois aumenta a produção de água do reservatório. A comparação entre as vazões de produção de líquido que chegam à plataforma resultantes das simulações realizadas para os casos com e sem separação submarina pode ser melhor visualizada através do gráfico da Figura 37.

Vazões de Produção de Líquido que Chegam à Plataforma Com e Sem Separação Submarina

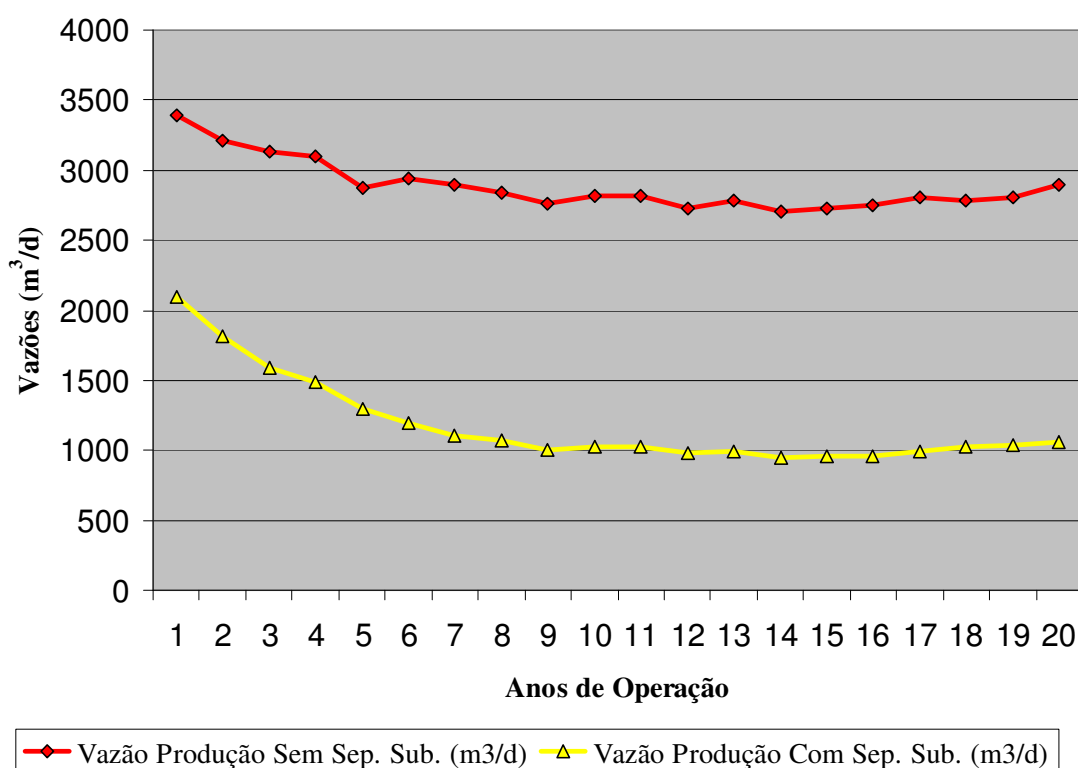


Figura 37 - Vazões de produção de líquido que chegam à plataforma com e sem a utilização de separação submarina.

Já em relação às frações de água das vazões que chegam à plataforma, as diferenças diminuem com o tempo, pois mesmo com a separação submarina a quantidade de água aumenta tanto com o tempo que o fluido que chega à plataforma passa a possuir cada vez mais água. Isto é mostrado na Tabela 12, na qual podemos observar que no primeiro ano de operação, para o caso sem separação submarina a fração de água da corrente que chega à plataforma é 50%, enquanto para o outro caso é 20%. No último ano, para o caso sem separação submarina a fração de água é de 95%,

já para a configuração com separação submarina a fração de água é de 83%. A comparação entre as frações de água dos casos com e sem separação submarina pode ser melhor visualizada através do gráfico da Figura 38. Conforme mencionado anteriormente, no campo “Diferença (%)” da Tabela 12 o sinal de menos indica que para a configuração com separação submarina a fração de água que chega à plataforma é menor do que em relação ao outro caso, como não poderia deixar de ser.

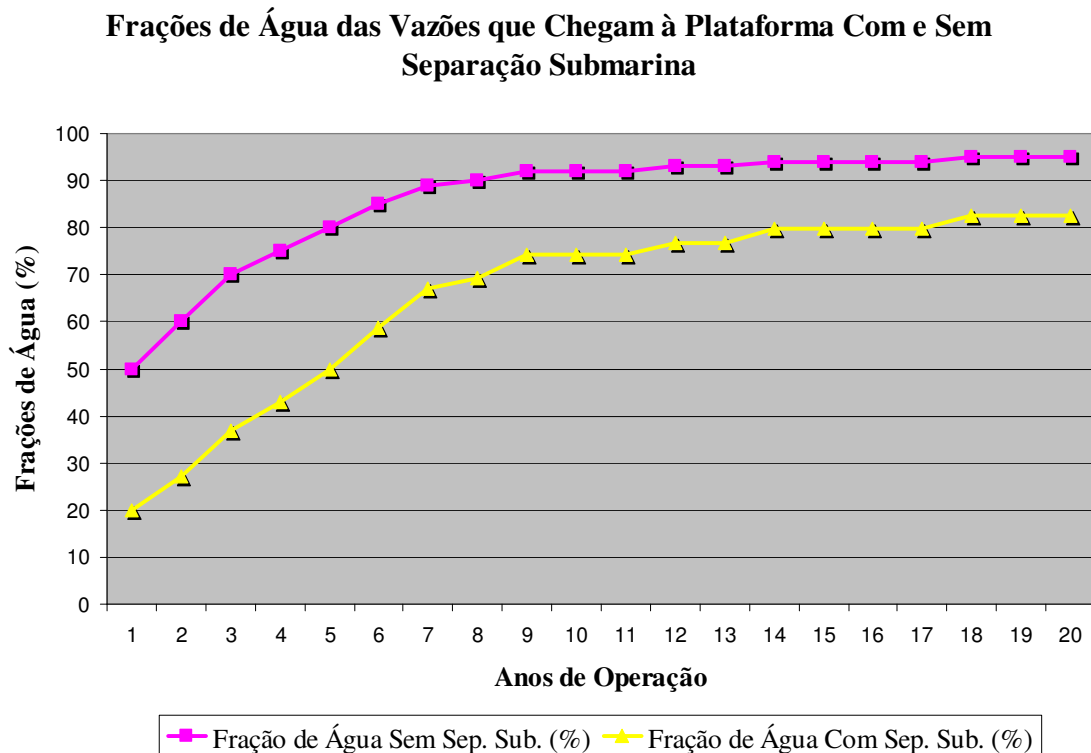


Figura 38 - Frações de água das vazões que atingem a plataforma com e sem a utilização de separação submarina.

Ainda de acordo com a Tabela 12, em relação às diferenças entre as vazões de óleo verifica-se que somente no primeiro ano existe perda, embora muito pequena, que ocorre devido à perda de carga no separador submarino, conforme anteriormente explicado em relação à comparação apresentada na Tabela 11. Verifica-se também que embora exista ganho de óleo com a utilização da separação submarina (pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção), principalmente nos três anos finais quando o ganho atinge quase 30%, o valor absoluto de vazão de óleo produzida é pequeno e conseqüentemente o ganho também é, chegando a aproximadamente 40 m³/d em cada um dos últimos três anos de operação do sistema de separação submarina. A comparação entre as vazões de óleo que chegam à plataforma resultantes das simulações

realizadas para os casos com e sem separação submarina pode ser melhor visualizada através do gráfico da Figura 39.

Vazões de Óleo que Chegam à Plataforma Com e Sem Separação Submarina

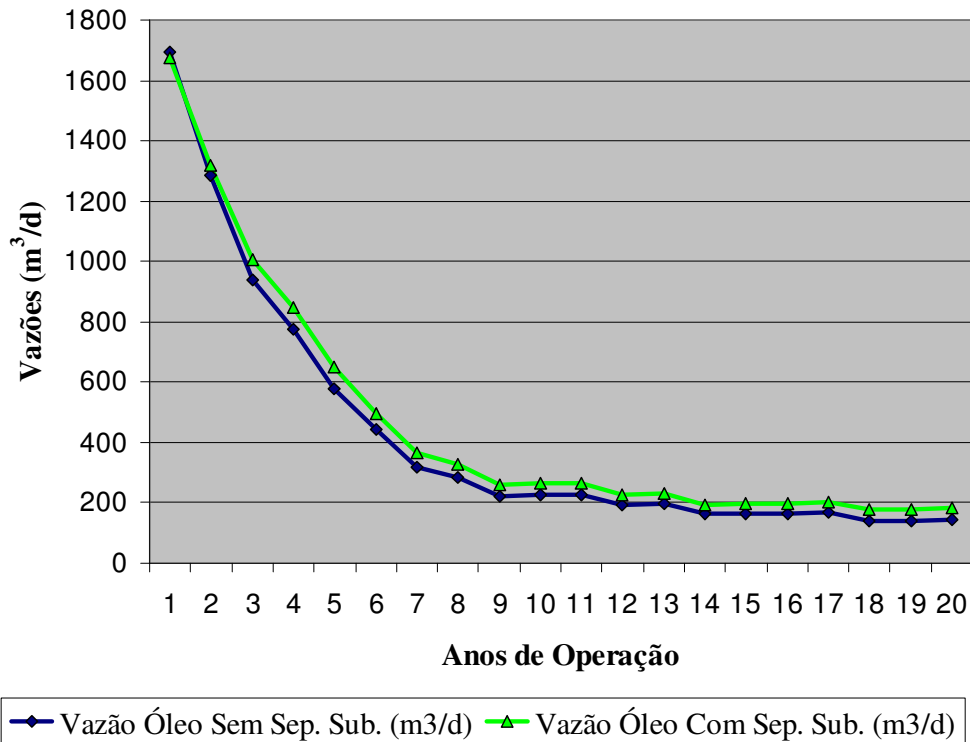


Figura 39 - Vazões de óleo que atingem a plataforma com e sem a utilização de separação submarina.

É bom lembrar que embora haja perda de produção de óleo do poço no primeiro ano de operação do sistema submarino de separação, a vazão de água que deixa de ser direcionada para a plataforma abre espaço para a abertura de novo poço produtor, havendo desta forma ganho substancial de produção de óleo para a UEP (Unidade Estacionária de Produção).

6.6 Análise de Sensibilidade da Configuração com Separação Submarina

Neste item será feita a análise de sensibilidade da configuração com separação submarina. Dois parâmetros, considerados como de maior incerteza, foram objeto de

variação: a eficiência de separação água-óleo e a perda de carga no separador submarino.

6.6.1 Variação da Eficiência de Separação Água-Óleo

A eficiência de separação água-óleo considerada no caso base, 75%, foi variada para 60% e 90%, ou seja foi reduzida e aumentada em 20%, respectivamente. Esta variação foi considerada como factível para este parâmetro. A seguir foi refeita toda a simulação descrita no item 6.4, desta vez utilizando eficiências de separação água-óleo de 60% e 90%.

Foi considerada também a variação de eficiência de separação água-óleo com a variação da fração de água da produção, ao longo do tempo. Foi realizada uma estimativa baseada em julgamento de engenharia, utilizando as eficiências de separação água-óleo de 60%, 75% e 90% para determinados períodos da vida do sistema. Foram utilizadas, portanto, as simulações já realizadas para estes valores de eficiência de separação. Esta simulação, contemplando a variação de eficiência de separação água-óleo ao longo do tempo, é um mero exercício, e não substitui o caso base adotado.

6.6.1.1 Simulação para a Eficiência de 60%

Nesta simulação foram necessárias cinco iterações para que as vazões relativas aos vinte anos de operação convergissem. Na terceira iteração, as vazões relativas aos oito primeiros anos de operação convergiram, obedecendo ao critério de convergência de 0,78%. Mais uma iteração foi feita e as vazões relativas aos demais anos de operação convergiram, à exceção do décimo-quinto ano, que necessitou mais uma iteração. Seguem nas Tabelas 13 e 14 as vazões do poço e de chegada na plataforma, respectivamente, obtidas com esta simulação.

Tabela 13 - Resultados da simulação poço-sistema de separação submarina, para eficiência de separação água-óleo de 60%.

| Anos de Operação | Vazão de Produção (m ³ /d) | | | | | Diferença Percentual entre as Duas Últimas Iterações |
|------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | 1 ^a Iteração | 2 ^a Iteração | 3 ^a Iteração | 4 ^a Iteração | 5 ^a Iteração | |
| 1 | 3235,5 | 3278 | 3265,5 | - | - | -0,38 |
| 2 | 3201,2 | 3205,3 | 3204,1 | - | - | -0,04 |
| 3 | 3266,6 | 3231,2 | 3240,4 | - | - | 0,28 |
| 4 | 3313 | 3259 | 3272,7 | - | - | 0,42 |
| 5 | 3171,3 | 3099,9 | 3117,9 | - | - | 0,58 |
| 6 | 3196,8 | 3134 | 3149,6 | - | - | 0,50 |
| 7 | 3231,1 | 3149,5 | 3170,3 | - | - | 0,66 |
| 8 | 3194 | 3109,3 | 3130,6 | - | - | 0,68 |
| 9 | 3368,1 | 3172,1 | 3236,7 | 3215,4 | - | -0,66 |
| 10 | 3425,8 | 3231,2 | 3294,9 | 3274,2 | - | -0,63 |
| 11 | 3423,4 | 3227,9 | 3292 | 3271,3 | - | -0,63 |
| 12 | 3363,1 | 3157,1 | 3226 | 3203 | - | -0,72 |
| 13 | 3419,6 | 3214,6 | 3282,7 | 3260,2 | - | -0,69 |
| 14 | 3358,5 | 3141,9 | 3215,3 | 3190,5 | - | -0,78 |
| 15 | 3385,9 | 3132,8 | 3254,6 | 3213,7 | 3227,4 | 0,42 |
| 16 | 3377,6 | 3172,1 | 3241,4 | 3218 | - | -0,73 |
| 17 | 3469,7 | 3254,3 | 3326,3 | 3302,3 | - | -0,73 |
| 18 | 3465,4 | 3239,9 | 3315,9 | 3290,5 | - | -0,77 |
| 19 | 3495,3 | 3268 | 3344,2 | 3318,9 | - | -0,76 |
| 20 | 3585,8 | 3356 | 3434,7 | 3408,3 | - | -0,77 |

Tabela 14 - Dados das vazões que chegam à plataforma, considerando eficiência de separação água-óleo de 60%.

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Razão Gás-Líquido | Vazão de Produção (m³/d) |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------|--|
| 1 | 29 | 106 | 2286 |
| 2 | 38 | 101 | 2051 |
| 3 | 48 | 94 | 1879 |
| 4 | 55 | 90 | 1800 |
| 5 | 62 | 88 | 1621 |
| 6 | 69 | 85 | 1543 |
| 7 | 76 | 81 | 1477 |
| 8 | 78 | 81 | 1440 |
| 9 | 82 | 77 | 1440 |
| 10 | 82 | 76 | 1467 |
| 11 | 82 | 76 | 1466 |
| 12 | 84 | 76 | 1416 |
| 13 | 84 | 75 | 1441 |
| 14 | 86 | 75 | 1391 |
| 15 | 86 | 75 | 1407 |
| 16 | 86 | 75 | 1403 |
| 17 | 86 | 73 | 1440 |
| 18 | 88 | 72 | 1415 |
| 19 | 88 | 72 | 1427 |
| 20 | 88 | 70 | 1466 |

6.6.1.2 Simulação para a Eficiência de 90%

Nesta simulação foram necessárias três iterações para que as vazões relativas aos vinte anos de operação convergissem, obedecendo ao critério de convergência de 0,14%. Seguem nas Tabelas 15 e 16 as vazões do poço e de chegada na plataforma, respectivamente, obtidas com esta simulação.

Tabela 15 - Resultados da simulação poço-sistema de separação submarina, para eficiência de separação água-óleo de 90%.

| Anos de Operação | Vazão de Produção (m ³ /d) | | | Diferença Percentual entre as Duas Últimas Iterações |
|------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | 1 ^a Iteração | 2 ^a Iteração | 3 ^a Iteração | |
| 1 | 3415 | 3410 | 3411 | 0,02 |
| 2 | 3389 | 3362 | 3366 | 0,13 |
| 3 | 3463 | 3423 | 3428 | 0,14 |
| 4 | 3524 | 3481 | 3485 | 0,12 |
| 5 | 3368 | 3324 | 3328 | 0,11 |
| 6 | 3417 | 3378 | 3381 | 0,09 |
| 7 | 3462 | 3418 | 3421 | 0,08 |
| 8 | 3425 | 3378 | 3381 | 0,09 |
| 9 | 3382 | 3329 | 3332 | 0,10 |
| 10 | 3450 | 3400 | 3403 | 0,09 |
| 11 | 3447 | 3397 | 3400 | 0,09 |
| 12 | 3376 | 3321 | 3324 | 0,11 |
| 13 | 3443 | 3390 | 3394 | 0,10 |
| 14 | 3372 | 3313 | 3317 | 0,10 |
| 15 | 3405 | 3347 | 3351 | 0,10 |
| 16 | 3402 | 3347 | 3351 | 0,10 |
| 17 | 3504 | 3451 | 3454 | 0,08 |
| 18 | 3502 | 3446 | 3449 | 0,08 |
| 19 | 3538 | 3482 | 3485 | 0,08 |
| 20 | 3643 | 3594 | 3596 | 0,06 |

Tabela 16 - Dados das vazões que chegam à plataforma, considerando eficiência de separação água-óleo de 90%.

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Razão Gás-Líquido | Vazão de Produção (m³/d) |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------|--|
| 1 | 9 | 129 | 1876 |
| 2 | 13 | 134 | 1549 |
| 3 | 19 | 140 | 1268 |
| 4 | 23 | 143 | 1133 |
| 5 | 29 | 153 | 932 |
| 6 | 36 | 165 | 794 |
| 7 | 45 | 176 | 681 |
| 8 | 47 | 182 | 642 |
| 9 | 53 | 193 | 573 |
| 10 | 53 | 190 | 585 |
| 11 | 53 | 190 | 585 |
| 12 | 57 | 199 | 542 |
| 13 | 57 | 195 | 553 |
| 14 | 61 | 205 | 511 |
| 15 | 61 | 203 | 516 |
| 16 | 61 | 203 | 516 |
| 17 | 61 | 198 | 532 |
| 18 | 66 | 205 | 500 |
| 19 | 66 | 203 | 505 |
| 20 | 66 | 198 | 521 |

6.6.1.3 Simulação para a Variação da Eficiência ao Longo do Tempo

Foi considerada também a variação de eficiência de separação água-óleo com a variação da fração de água da produção, ao longo do tempo. Com o aumento da fração de água da corrente produzida, ao longo dos anos de operação do sistema de separação trifásica e re-injeção submarina, existe uma tendência de aumento da eficiência de separação água-óleo, por haver mais água livre no sistema. Como não há uma estimativa desta variação de eficiência ao longo do tempo, baseada em testes, foi realizada uma estimativa baseada em julgamento de engenharia, adotando para os quatro primeiros anos do sistema a eficiência de separação de 60%, para os quatro anos

subseqüentes 75% e 90% para os doze anos finais. O critério utilizado para a adoção destas eficiências de separação para estes períodos da vida do sistema de separação trifásica e re-injeção submarina foi a evolução da fração de água produzida. A Tabela 17 apresenta a evolução das frações de água ao longo da vida do sistema e as eficiências de separação adotadas para cada período.

Tabela 17 - Eficiências de separação água-óleo consideradas para cada época de operação do sistema trifásico de separação e re-injeção submarina do exemplo de aplicação.

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Eficiência de Separação Água-Óleo Considerada (%) |
|-------------------------|---------------------------|--|
| 1 | 50 | 60 |
| 2 | 60 | |
| 3 | 70 | |
| 4 | 75 | |
| 5 | 80 | 75 |
| 6 | 85 | |
| 7 | 89 | |
| 8 | 90 | |
| 9 | 92 | 90 |
| 10 | 92 | |
| 11 | 92 | |
| 12 | 93 | |
| 13 | 93 | |
| 14 | 94 | |
| 15 | 94 | |
| 16 | 94 | |
| 17 | 94 | |
| 18 | 95 | |
| 19 | 95 | |
| 20 | 95 | |

Deve-se ressaltar que esta simulação, contemplando a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, é um mero exercício, sendo a eficiência de separação de 75% o caso base conforme diversas vezes citado neste trabalho, pois é um valor citado na literatura [9] para condições similares às consideradas nesta dissertação.

6.6.1.4 Comparação entre as Simulações de Eficiência

A seguir são apresentados gráficos (Figuras 47, 48 e 49) que ilustram as diferenças de resultados obtidos nas simulações para as vazões de líquido, de óleo e frações de água que chegam à plataforma, considerando-se as eficiências de separação água-óleo de 60%, 75% (caso base), 90% e para a variação da eficiência ao longo do tempo. Foram também incluídas nestes gráficos as vazões de líquido e frações de água da configuração sem separação submarina, pois tal comparação será importante para o cálculo do custo da indisponibilidade apresentado no Capítulo 7.

Comparação entre as Vazões de Produção de Líquido que Chegam à Plataforma para Várias Eficiências de Separação Água-Óleo

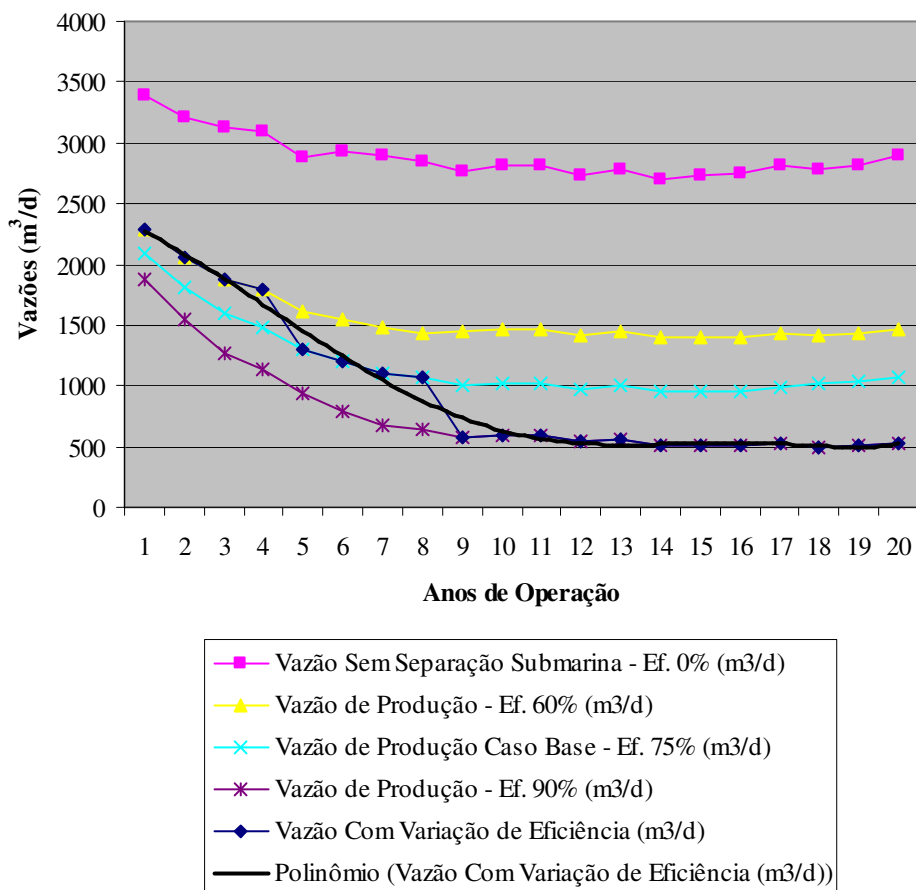


Figura 40 - Comparação entre as vazões de produção de líquido que chegam à plataforma para várias eficiências de separação água-óleo.

Observando-se o gráfico da Figura 40 verifica-se a influência da variação da eficiência de separação água-óleo na vazão de produção de líquido que chega à

plataforma. A variação de 20%, para cima e para baixo, na eficiência de separação correspondeu a uma variação de aproximadamente 30% na vazão de produção, para as eficiências de separação de 60% e 90%, em relação ao caso base (eficiência de separação de 75%). No caso da eficiência de separação de 90% a variação na vazão foi ainda maior. Foi também incluída no gráfico da Figura 40 a curva que considera a variação da eficiência de separação água-óleo (curva azul). A curva preta, também nesta Figura 40, é uma curva de tendência, polinomial, para as vazões que chegam à plataforma, considerando a variação da eficiência de separação água-óleo ao longo do tempo expressa pela curva azul.

Comparação entre as Frações de Água que Chegam à Plataforma para Várias Eficiências de Separação Água-Óleo

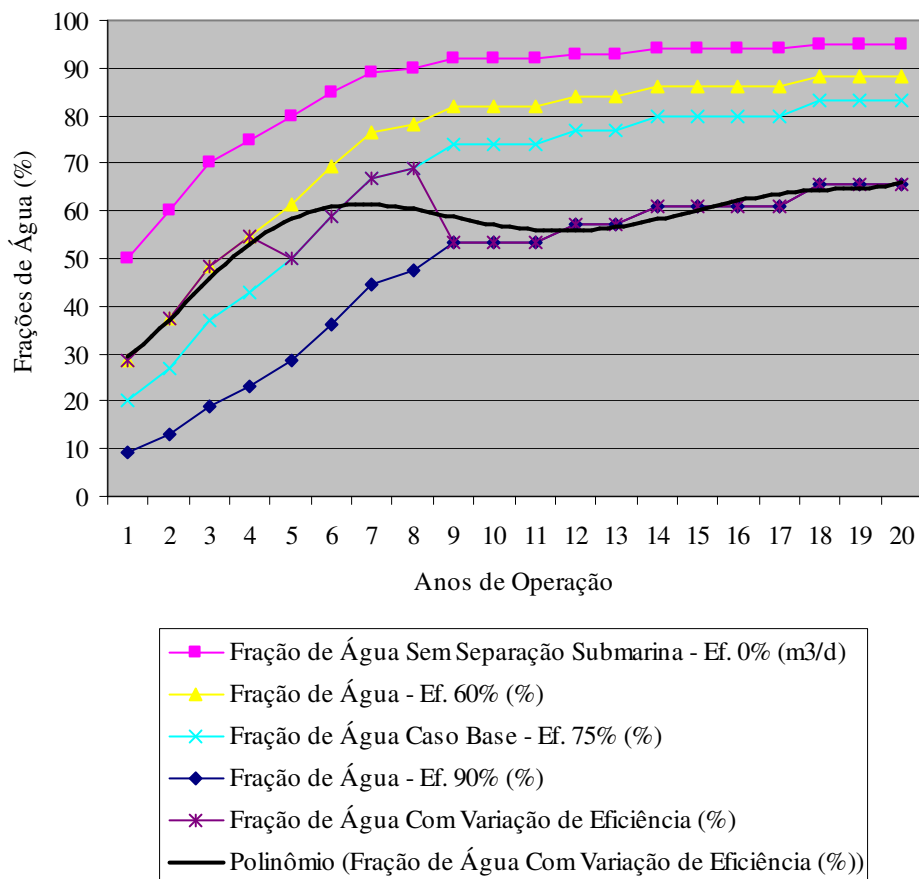


Figura 41 - Comparação entre as frações de água que chegam à plataforma para várias eficiências de separação água-óleo.

Comparação entre as Vazões de Óleo que Chegam à Plataforma para Várias Eficiências de Separação Água-Óleo

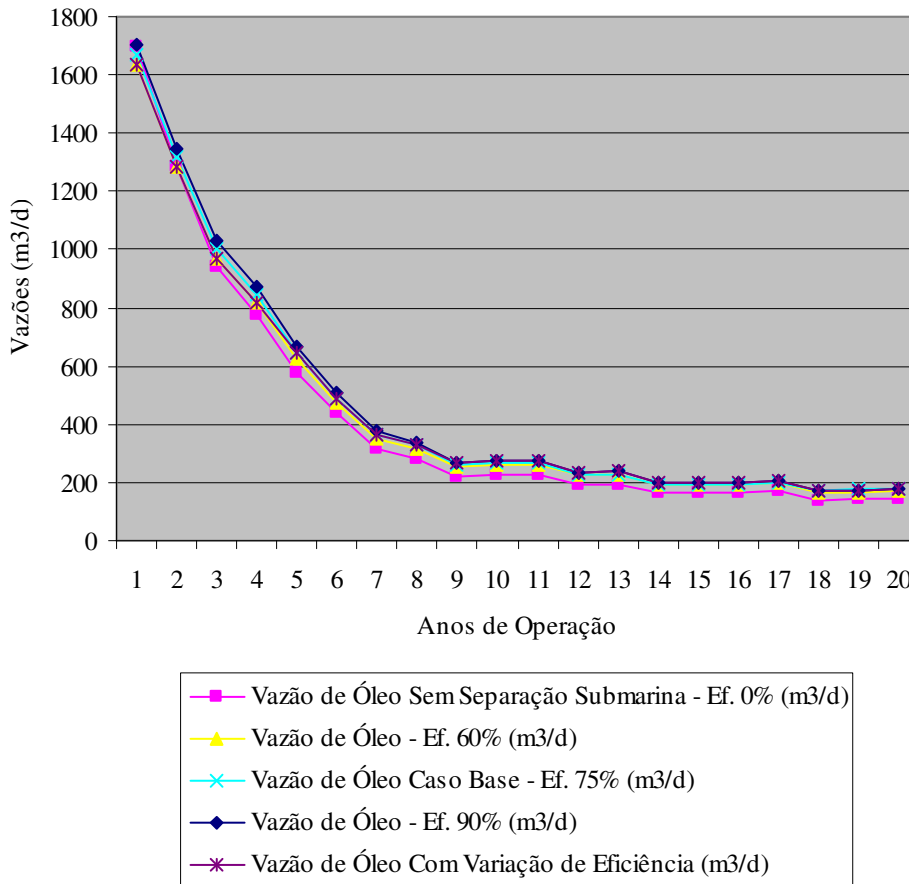


Figura 42 - Comparação entre as vazões de óleo que chegam à plataforma para várias eficiências de separação água-óleo.

Observando-se o gráfico da Figura 42 verifica-se que o ganho de óleo oriundo do aumento da eficiência de separação água-óleo é muito pequeno, menor ainda do que a diferença de produção de óleo entre o caso base (75% de eficiência de separação) e a configuração sem separação submarina.

6.6.2 Variação da Perda de Carga no Separador Submarino

A perda de carga no separador submarino considerada no caso base, 3 kgf/cm², foi variada para 2 kgf/cm² e 4 kgf/cm², ou seja foi reduzida e aumentada em cerca de 33%, respectivamente. Esta variação foi considerada como factível para este parâmetro.

A seguir foi refeita toda a simulação descrita no item 6.4, desta vez utilizando perdas de carga de 2 kgf/cm² e 4 kgf/cm².

6.6.2.1 Simulação para o Δp de 2 bar

Nesta simulação foram necessárias quatro iterações para que as vazões relativas aos vinte anos de operação convergissem. Na terceira iteração, as vazões relativas aos dezessete primeiros anos de operação convergiram, obedecendo ao critério de convergência de 0,39%. Mais uma iteração foi feita e as vazões relativas aos demais anos de operação convergiram. Seguem nas Tabelas 17 e 18 as vazões do poço e de chegada na plataforma, respectivamente, obtidas com esta simulação.

Tabela 18 - Resultados da simulação poço-sistema de separação submarina, para perda de carga no separador submarino de 2 kgf/cm².

| Anos de Operação | Vazão de Produção (m ³ /d) | | | | Diferença Percentual entre as Duas Últimas Iterações |
|------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | 1 ^a Iteração | 2 ^a Iteração | 3 ^a Iteração | 4 ^a Iteração | |
| 1 | 3376 | 3378 | 3378 | - | 0,00 |
| 2 | 3343 | 3320 | 3325 | - | 0,14 |
| 3 | 3419 | 3372 | 3380 | - | 0,24 |
| 4 | 3482 | 3421 | 3431 | - | 0,29 |
| 5 | 3336 | 3271 | 3280 | - | 0,29 |
| 6 | 3402 | 3319 | 3330 | - | 0,33 |
| 7 | 3419 | 3359 | 3366 | - | 0,22 |
| 8 | 3380 | 3320 | 3327 | - | 0,21 |
| 9 | 3331 | 3271 | 3278 | - | 0,22 |
| 10 | 3400 | 3338 | 3345 | - | 0,22 |
| 11 | 3397 | 3336 | 3343 | - | 0,22 |
| 12 | 3321 | 3262 | 3268 | - | 0,19 |
| 13 | 3390 | 3328 | 3335 | - | 0,20 |
| 14 | 3313 | 3253 | 3259 | - | 0,19 |
| 15 | 3346 | 3285 | 3291 | - | 0,19 |
| 16 | 3344 | 3285 | 3291 | - | 0,19 |
| 17 | 3448 | 3384 | 3391 | - | 0,21 |
| 18 | 3747 | 3583 | 3615 | 3608 | -0,18 |
| 19 | 3778 | 3578 | 3653 | 3639 | -0,38 |
| 20 | 3873 | 3708 | 3739 | 3733 | -0,15 |

Tabela 19 - Dados das vazões que chegam à plataforma, considerando perda de carga no separador submarino de 2 kgf/cm².

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Razão Gás-Líquido | Vazão de Produção (m³/d) |
|-------------------------|---------------------------|--------------------------|--|
| 1 | 20 | 115 | 2111 |
| 2 | 27 | 113 | 1829 |
| 3 | 37 | 110 | 1605 |
| 4 | 43 | 108 | 1501 |
| 5 | 50 | 109 | 1312 |
| 6 | 59 | 108 | 1207 |
| 7 | 67 | 107 | 1119 |
| 8 | 69 | 108 | 1081 |
| 9 | 74 | 109 | 1016 |
| 10 | 74 | 107 | 1037 |
| 11 | 74 | 107 | 1036 |
| 12 | 77 | 109 | 989 |
| 13 | 77 | 107 | 1009 |
| 14 | 80 | 109 | 961 |
| 15 | 80 | 108 | 971 |
| 16 | 80 | 108 | 971 |
| 17 | 80 | 105 | 1000 |
| 18 | 83 | 100 | 1028 |
| 19 | 83 | 99 | 1037 |
| 20 | 83 | 97 | 1064 |

6.6.2.2 Simulação para o Δp de 4 bar

Nesta simulação foram necessárias quatro iterações para que as vazões relativas aos vinte anos de operação convergissem. Na terceira iteração, as vazões relativas aos dezessete primeiros anos de operação convergiram, obedecendo ao critério de convergência de 0,3%. Mais uma iteração foi feita e as vazões relativas aos demais anos de operação convergiram. Seguem nas Tabelas 19 e 20 as vazões do poço e de chegada na plataforma, respectivamente, obtidas com esta simulação.

Tabela 20 - Resultados da simulação poço-sistema de separação submarina, para perda de carga no separador submarino de 4 kgf/cm².

| Anos de Operação | Vazão de Produção (m ³ /d) | | | | Diferença Percentual entre as Duas Últimas Iterações |
|------------------|---------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | 1 ^a Iteração | 2 ^a Iteração | 3 ^a Iteração | 4 ^a Iteração | |
| 1 | 3296 | 3319 | 3314 | - | -0,17 |
| 2 | 3267 | 3256 | 3258 | - | 0,06 |
| 3 | 3342 | 3305 | 3311 | - | 0,20 |
| 4 | 3401 | 3352 | 3360 | - | 0,24 |
| 5 | 3253 | 3199 | 3207 | - | 0,25 |
| 6 | 3319 | 3246 | 3256 | - | 0,30 |
| 7 | 3336 | 3285 | 3281 | - | -0,10 |
| 8 | 3297 | 3246 | 3252 | - | 0,18 |
| 9 | 3247 | 3195 | 3201 | - | 0,17 |
| 10 | 3316 | 3263 | 3269 | - | 0,18 |
| 11 | 3314 | 3261 | 3267 | - | 0,18 |
| 12 | 3237 | 3185 | 3191 | - | 0,19 |
| 13 | 3306 | 3253 | 3259 | - | 0,18 |
| 14 | 3228 | 3176 | 3182 | - | 0,16 |
| 15 | 3262 | 3209 | 3215 | - | 0,17 |
| 16 | 3260 | 3210 | 3215 | - | 0,16 |
| 17 | 3365 | 3310 | 3315 | - | 0,18 |
| 18 | 3668 | 3516 | 3545 | 3540 | -0,16 |
| 19 | 3701 | 3549 | 3578 | 3573 | -0,16 |
| 20 | 3796 | 3644 | 3673 | 3668 | -0,14 |

Tabela 21 - Dados das vazões que chegam à plataforma, considerando perda de carga no separador submarino de 4 kgf/cm².

| Anos de Operação | Fração de Água (%) | Razão Gás-Líquido | Vazão de Produção (m ³ /d) |
|------------------|--------------------|-------------------|---------------------------------------|
| 1 | 20 | 117 | 2071 |
| 2 | 27 | 116 | 1792 |
| 3 | 37 | 113 | 1573 |
| 4 | 43 | 110 | 1470 |
| 5 | 50 | 111 | 1283 |
| 6 | 59 | 111 | 1180 |
| 7 | 67 | 110 | 1091 |
| 8 | 69 | 110 | 1057 |
| 9 | 74 | 112 | 992 |
| 10 | 74 | 110 | 1013 |
| 11 | 74 | 110 | 1013 |
| 12 | 77 | 112 | 965 |
| 13 | 77 | 110 | 986 |
| 14 | 80 | 112 | 939 |
| 15 | 80 | 111 | 948 |
| 16 | 80 | 111 | 948 |
| 17 | 80 | 108 | 978 |
| 18 | 83 | 101 | 1018 |
| 19 | 83 | 100 | 1027 |
| 20 | 83 | 98 | 1055 |

6.6.2.3 Comparação entre as Simulações de Perda de Carga

Na Figura 43, a seguir, é apresentado um gráfico que ilustra as diferenças de resultados obtidos nas simulações para as vazões de líquido que chegam à plataforma, considerando-se as perdas de carga no separador submarino de 2 kgf/cm², 3 kgf/cm² (caso base) e 4 kgf/cm². Observando-se o gráfico da Figura 43 verifica-se que a influência desta variação de perda de carga, na vazão de líquido que chega à plataforma, é muito pequena. A variação de 33% na perda de carga correspondeu a uma variação de aproximadamente 1% na vazão de líquido que chega à plataforma.

Comparação entre as Vazões de Líquido que Chegam à Plataforma para Diferentes Valores de Perda de Carga

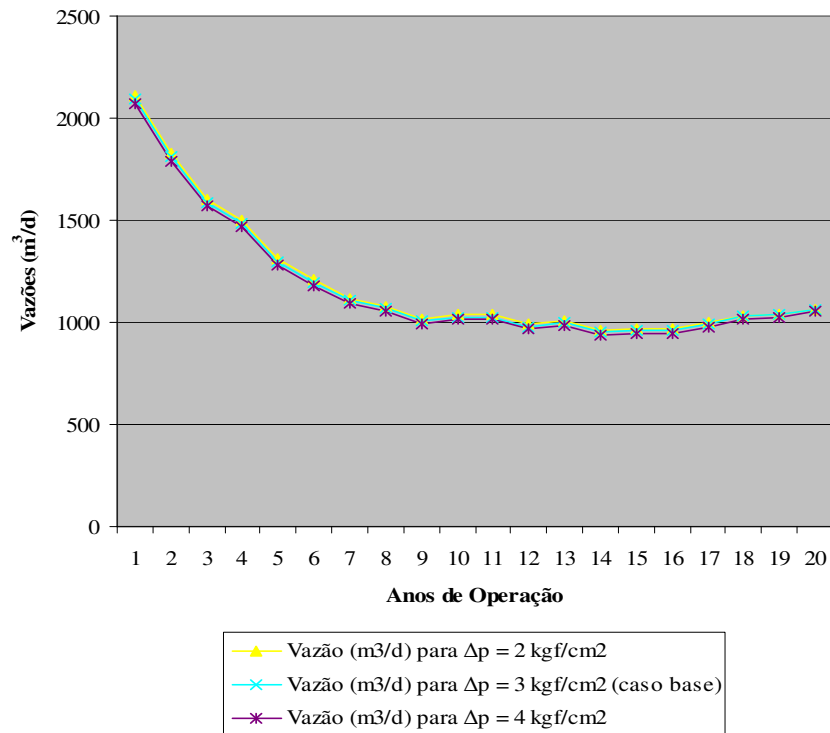


Figura 43 - Comparação entre as vazões de líquido que chegam à plataforma para diferentes valores de perda de carga.

6.7 Conclusões da Análise de Elevação e Escoamento

As principais conclusões da análise de elevação e escoamento são as vazões de líquido que chegam à plataforma, calculadas através das simulações aqui apresentadas para os anos de operação do sistema de separação trifásica submarina, considerando as situações nas quais o sistema está ou não em operação. Conforme mencionado anteriormente, para a situação de indisponibilidade do sistema foi considerada a produção do poço contornando o sistema de separação submarina (em *by-pass*), como um poço satélite convencional. A Tabela 12, mostrada no item 6.5 (Análise Comparativa dos Resultados das Simulações), apresenta os resultados de vazão de líquido (que chegam à plataforma) calculados neste capítulo, que são reapresentados abaixo, de forma resumida, na Tabela 22.

Tabela 22 - Resultados da análise de elevação e escoamento realizada neste capítulo.

| Anos | Sem Separação Submarina | | | Com Separação Submarina | | |
|------|---------------------------------------|---------|-----------------------------------|---------------------------------------|---------|-----------------------------------|
| | Vazão de Produção (m ³ /d) | FA* (%) | Vazão de Óleo (m ³ /d) | Vazão de Produção (m ³ /d) | FA* (%) | Vazão de Óleo (m ³ /d) |
| 1 | 3390 | 50 | 1695 | 2091 | 20 | 1673 |
| 2 | 3216 | 60 | 1286 | 1811 | 27 | 1317 |
| 3 | 3129 | 70 | 939 | 1589 | 37 | 1004 |
| 4 | 3096 | 75 | 774 | 1486 | 43 | 849 |
| 5 | 2877 | 80 | 575 | 1298 | 50 | 649 |
| 6 | 2937 | 85 | 441 | 1194 | 59 | 494 |
| 7 | 2892 | 89 | 318 | 1107 | 67 | 366 |
| 8 | 2840 | 90 | 284 | 1069 | 69 | 329 |
| 9 | 2758 | 92 | 221 | 1004 | 74 | 259 |
| 10 | 2816 | 92 | 225 | 1025 | 74 | 265 |
| 11 | 2812 | 92 | 225 | 1025 | 74 | 265 |
| 12 | 2729 | 93 | 191 | 977 | 77 | 226 |
| 13 | 2785 | 93 | 195 | 997 | 77 | 231 |
| 14 | 2700 | 94 | 162 | 950 | 80 | 193 |
| 15 | 2726 | 94 | 164 | 960 | 80 | 195 |
| 16 | 2753 | 94 | 165 | 960 | 80 | 195 |
| 17 | 2809 | 94 | 169 | 989 | 80 | 201 |
| 18 | 2782 | 95 | 139 | 1028 | 83 | 179 |
| 19 | 2810 | 95 | 141 | 1037 | 83 | 180 |
| 20 | 2896 | 95 | 145 | 1064 | 83 | 185 |

*Fração de água.

Os dados constantes da Tabela 22 são dados de entrada para o cálculo do custo da indisponibilidade apresentado no Capítulo 7. Dos dados apresentados na Tabela 22, apenas as frações de água da coluna “Sem Separação Submarina” não foram calculadas, pois foram dados de entrada das simulações realizadas neste capítulo. Todos os demais dados desta tabela são resultados das simulações.

Outras conclusões importantes desta análise de elevação e escoamento são as seguintes:

1. São duas as contribuições em termos de vazão de produção que sistemas de separação e re-injeção submarina proporcionam: a liberação de volume na plataforma para recebimento da produção de outros poços (reabertura de poços antigos ou abertura

de novos) e o *boosting* de produção proporcionado pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, resultante da remoção de água realizada no separador submarino. Foi verificado no item 6.5 (“Análise Comparativa dos Resultados das Simulações”) que a produção de óleo adicional causada pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, quando da utilização da separação e re-injeção submarinas, é de: até 10%, do 1º ao 4º ano; de 13 a 19%, do 5º ao 17º ano; e de aproximadamente 30% para os três últimos anos. Portanto, com a utilização do sistema de separação trifásica e re-injeção submarina, a produção de óleo aumenta percentualmente em relação à configuração sem separação submarina, com o aumento da fração de água da produção do poço. Apesar disso, com o passar do tempo e o aumento da fração de água dos poços, a produção de óleo é cada vez menor. Por este motivo, apesar do aumento percentual da vazão de óleo nos três últimos anos, em termos absolutos estas vazões são baixas. Portanto, esta contribuição de vazão de produção de óleo, para o exemplo de aplicação considerado, não é significativa.

2. Em relação à outra contribuição de vazão de produção proporcionada por sistemas de separação e re-injeção submarina, a liberação de volume na plataforma para recebimento da produção de outros poços, também foi verificado no item 6.5 (“Análise Comparativa dos Resultados das Simulações”) que a redução de vazão de líquido na plataforma ocorreu da seguinte forma: -38% a -52%, do 1º ao 4º ano; -55% a -65%, do 5º ao 17º ano e -63% nos três últimos anos. A redução de vazão de vazão na plataforma com a utilização do sistema de separação e re-injeção submarina, e a conseqüente liberação de volume, foi bem maior do que a outra contribuição, tanto em termos relativos quanto absolutos. Concluiu-se então que a grande contribuição para as perdas de produção no caso da indisponibilidade do sistema de bombeamento é a causada pelo fechamento de poços produtores na plataforma.

3. A análise de sensibilidade realizada neste capítulo abordou a variação dos seguintes parâmetros: eficiência de separação água-óleo e perda de carga no separador submarino. Em relação ao primeiro parâmetro, foi verificado que exerce forte influência nos resultados de vazão (que atingem a plataforma), para a simulação aqui realizada. A variação de 20%, para cima e para baixo, na eficiência de separação correspondeu a uma variação de aproximadamente 30% na vazão de produção, para cima, no caso da eficiência de separação de 60% e para baixo no caso da eficiência de separação de 90%. No caso da eficiência de separação de 90% a variação na vazão foi ainda maior. Em relação às vazões de óleo na plataforma, verificou-se que são muito pouco influenciadas

pela variação da eficiência de separação água-óleo. O aumento de produção de óleo no caso da eficiência de separação de 90% é muito pequeno, menor ainda do que a diferença de produção de óleo entre o caso base (75% de eficiência de separação) e a configuração sem separação submarina. Em relação à análise de sensibilidade do parâmetro perda de carga, verificou-se que exerce influência desprezível nas vazões, para as variações consideradas na análise. A variação na vazão de líquido que chega à plataforma foi em torno de 1%, em relação ao caso base (perda de carga no separador submarino de 3 kgf/cm²), para as perdas de carga de 2 kgf/cm² e 4 kgf/cm².

4. Ainda em relação à análise de sensibilidade realizada neste Capítulo, foi considerada também a variação de eficiência de separação água-óleo com a variação da fração de água da produção, ao longo do tempo. Como não há uma estimativa desta variação de eficiência ao longo do tempo, baseada em testes, foi realizada uma estimativa baseada em julgamento de engenharia, adotando para os quatro primeiros anos do sistema a eficiência de separação de 60%, para os quatro anos subsequentes 75% e 90% para os doze anos finais. Deve-se ressaltar que esta simulação, contemplando a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, é um mero exercício, sendo a eficiência de separação de 75% o caso base conforme diversas vezes citado neste trabalho, pois é um valor citado na literatura [9] para condições similares às consideradas neste trabalho.

7 CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA SUBMARINO DE BOMBEAMENTO

7.1 Escopo e Hipóteses do Estudo

Escopo

O escopo da análise consiste em calcular o custo da indisponibilidade do sistema de bombeamento, de acordo com a metodologia, as descrições e as simulações de vazão apresentadas nos capítulos anteriores. O critério de falha do sistema é definido pela perda de produção oriunda de fechamento de poço produtor, motivada pelo envio de água para a plataforma no caso da indisponibilidade do sistema de bombeamento.

Será considerado que a perda de produção se dará por operações de intervenção motivadas por:

- Vazamento de água oleosa para o mar;
- Falha de pelo menos um conjunto moto-bomba BCSS;
- Falha na transmissão de potência elétrica ao conjunto moto-bomba BCSS.

Hipóteses Adotadas

As hipóteses a seguir referem-se às análises econômica e de confiabilidade. As hipóteses simplificadoras da análise de elevação e escoamento foram apresentadas no Capítulo 6 (item 6.2 – Premissas e Dados de Entrada Gerais das Simulações). Serão adotadas as seguintes hipóteses:

- Os dois conjuntos moto-bomba BCSS possuem a mesma taxa de falha;
- Os dois conjuntos moto-bomba BCSS estão em série, ou seja, para que a injeção seja mantida os dois conjuntos devem estar em funcionamento para manter o nível de pressão necessário, ou, se houver necessidade, fraturar o reservatório;
- Toda parada de produção será tratada como produção atrasada, e não como perda propriamente dita;
- Todos os componentes possuem taxa de falha constante;
- Todos os eventos de falha são independentes;

- As embarcações de intervenção estão sempre disponíveis, com um tempo médio de mobilização pré-estabelecido;
- A estrutura do sistema de bombeamento tem probabilidade de falha zero;
- Nas situações de parada do sistema de bombeamento a produção não passa pelo separador submarino. Neste caso a vazão do poço é direcionada diretamente para o *riser* de produção, contornando o sistema de separação submarina. Admite-se que nestas situações a planta de processamento da plataforma excede sua capacidade máxima, implicando desta forma no fechamento de poço(s) produtor(es);
- O percentual de utilização da capacidade de processamento disponibilizada na plataforma, pela utilização do sistema de separação submarina, será considerado como 100%, ou seja, toda a “sobra” de capacidade de tratamento de líquido (água+óleo), proporcionada pela separação e injeção submarina de água produzida, será considerada como utilizada para a abertura ou reabertura de poço(s) produtor(es).

7.2 FMEA

Foi realizada análise de modos e efeitos de falhas (FMEA, em inglês *Failure Modes and Effects Analysis*) para os componentes que se encontram no interior das fronteiras do estudo. Foi seguida a metodologia apresentada no Capítulo 4, considerando-se modos de falha relacionados ao escopo definido para o estudo [3]. A planilha de FMEA encontra-se no Anexo C. Na Tabela 23 são apresentadas as categorias de severidade adotadas.

Tabela 23 - Categorias de severidade adotadas para a análise FMEA do exemplo de aplicação da metodologia proposta.

| Categorias de Severidade da Conseqüência dos Modos de Falha | | |
|--|--------------------|---|
| Categorias | Denominação | Danos causados pelas conseqüências |
| 5 | Muito Crítica | Mais de quatro dias de parada, com retirada do módulo de bombeamento |
| 4 | Crítica | Até quatro dias de parada, com possível retirada do módulo de bombeamento |
| 3 | Moderada | Até quatro dias de parada |
| 2 | Marginal | Até dois dias de parada |
| 1 | Desprezível | Algumas horas de parada |

7.3 Definição dos Eventos Topo

Será utilizada a análise por árvore de falhas, descrita no Capítulo 4 (item 4.9.1.1), para o cálculo da frequência de falhas e da disponibilidade do módulo de bombeamento. Para realizar esta análise, é primordial que sejam definidos, além de outros parâmetros, os eventos topo da análise, ou seja, os eventos indesejados para o sistema. Nesta análise, os eventos topo considerados são os seguintes:

- Vazamento de água oleosa para o mar, oriundo de componente do módulo de bombeamento. Este evento topo será chamado a partir de agora de ET1;
- Falha de pelo menos um conjunto moto-bomba BCSS, chamado de evento topo ET2;
- Falha de transmissão de potência elétrica ao conjunto moto-bomba BCSS, evento topo ET3.

A conseqüência da ocorrência dos eventos topo é a parada da re-injeção e o alinhamento da produção do poço para a tubulação de desvio presente no sistema de separação submarina, que direciona a vazão para o *riser* de produção. Isto traz como conseqüência um volume maior de água na planta de processamento da plataforma, que acarreta o fechamento de algum poço produtor visto que a planta atinge sua capacidade máxima de processamento de líquido. A operação de reparo também é a mesma para os três eventos topo: retirada do módulo de bombeamento.

7.3.1 Dados de Falha para a Análise

Foram utilizados na análise de confiabilidade dados de falha dos seguintes bancos de dados:

- Para o evento topo ET1 (vazamento de água oleosa para o mar): *OREDA 2002* e *Subsea Master*;
- Para o evento topo ET2 (falha de bomba BCSS): banco de dados *ESP-RIFTS*;
- Para o evento topo ET3 (falha de transmissão de potência elétrica): *OREDA 2002*.

Estes três bancos de dados foram sumariamente descritos no Capítulo 4, item 4.11.2. A seguir, são descritos os dados selecionados para as análises dos eventos topo.

Evento Topo ET1 (Vazamento de Água Oleosa para o Mar)

Conforme descrito no Capítulo 5, os pontos considerados como de possível ocorrência de vazamento para o mar são os seguintes:

- Conector: anel AX;
- Três válvulas gaveta manuais;
- Conexões flangeadas com anéis BX na entrada e saída do bloco de válvulas (total de dois anéis);
- Cápsulas das bombas: total de oito ligações flangeadas com anéis BX (quatro em cada cápsula).

A Tabela 24, a seguir, mostra os dados utilizados na análise.

Tabela 24 - Dados de falha para o evento topo ET1.

| Componente | Modo de Falha | Taxa de Falha (x10 ⁻⁶ /h) | Banco de Dados |
|--|----------------------|---|----------------------|
| Conector (<i>Manifold</i>) | Vazamento para o mar | 0,0993 | <i>OREDA 2002</i> |
| Conexão flangeada* (<i>Manifold</i>) | Vazamento para o mar | ** | <i>Subsea Master</i> |
| Válvula gaveta manual (<i>Manifold</i>) | Vazamento para o mar | ** | <i>Subsea Master</i> |

*Para este componente foi utilizada uma taxa de falha baseada nos dados do *Subsea Master*.

**Dados censurados de acordo com restrições contratuais à divulgação pública.

Para o conector do módulo de bombeamento foi utilizada a taxa de falha colhida no *OREDA 2002*, pelo fato deste banco de dados apresentar maior tempo em serviço para este componente. Para conexão flangeada foi utilizada uma taxa de falha baseada nos dados do *Subsea Master*, visto que o *OREDA 2002* não apresenta taxa de falha deste componente para este modo de falha. Em relação às válvulas gaveta, também foram consultados dados de falha nos dois bancos de dados, porém será utilizada a taxa de falha do *Subsea Master* visto que neste banco de dados é feita a separação dos dados de falha das válvulas manuais (operadas por *ROV*), consideradas neste estudo, dos dados das válvulas com atuador.

Evento Topo ET2 (Falha de Bomba BCSS)

Conforme descrito no Capítulo 5, que tratou da descrição do sistema de bombeamento, o tipo de sistema considerado nesta análise foi o de bombas BCSS instaladas em estrutura no leito marinho. O BCSS difere bastante, em termos de confiabilidade, do BCS que tradicionalmente é utilizado em terra e em aplicações *offshore* (neste último caso quando se utiliza completação seca - cabeça de poço localizada na plataforma).

No Capítulo 2, foi mencionado que o sistema de bombas BCSS instaladas em estrutura no leito marinho ainda não possui nenhum caso de instalação no mundo, o que faz com que os dados de conjuntos BCSS disponíveis nos bancos de dados não sejam exatamente para esta aplicação. A grande diferença do sistema aqui proposto é que ele tem previsão de instalação no leito marinho, e os dados das bombas BCSS nos bancos de dados são para bombas instaladas dentro de poços submarinos. Mesmo assim, considera-se que tais dados podem ser utilizados para a realização de estimativas de disponibilidade de sistemas de BCSS instalados no leito marinho, pelo menos até que se tenha quantidade de dados com representatividade estatística de tais sistemas. Utilizar dados de bombas de poço, como as BCSS, é uma postura conservativa visto que no leito marinho o ambiente é muito menos agressivo, possuindo, por exemplo, temperaturas mais baixas em relação ao interior de poços, o que auxilia muito na refrigeração do motor.

Conforme apresentado no Capítulo 4, item 4.11.2.3, existe um banco de dados internacional, denominado ESP-RIFTS, que possui extensa coleção de dados de falha de

BCS. O sítio do ESP-RIFTS na *internet* informa que em maio de 2008 havia 60.813 registros de BCS no sistema, provenientes de aproximadamente 483 campos representando 17 empresas operadoras. É portanto um banco de dados valioso para estudos de confiabilidade de sistemas que envolvem o uso de BCS.

As características utilizadas para pesquisa no ESP-RIFTS foram as seguintes:

- Conjuntos moto-bomba do tipo BCSS;
- Papel na produção: injeção de água;
- Qualidade dos dados: todos, menos os inconsistentes;
- Todos os períodos de produção.

Para esta pesquisa não foi encontrado nenhum campo, ou seja, nenhum conjunto moto-bomba BCSS instalado com as características acima. Foi tentada outra configuração com as mesmas características acima, porém com o papel na produção igual a “produção de óleo”, tendo sido encontrados dados de três companhias, em quatro campos marítimos. Dois destes campos são operados pela Petrobras (campos de Albacora e Carapeba), e dois por outras duas operadoras estrangeiras. Nos dois campos operados pela Petrobras, e em um dos campos operados por empresas estrangeiras o número de falhas de BCSS é baixo, não havendo portanto representatividade estatística.

Um dos campos operados por empresas estrangeiras apresentou dados com boa representatividade estatística, e por este motivo foi utilizado o MTTF (*Mean Time To Failure*) médio das BCSS deste campo como dado de entrada do cálculo do evento topo ET2 (falha de pelo menos um conjunto moto-bomba BCSS). Verificou-se que em relação ao único parâmetro no qual foi necessário fazer concessão, no caso a característica “papel na produção”, considerada produção de óleo nesta última pesquisa, a fração de água do campo selecionado é acima de 70%, se aproximando desta forma do caso analisado nesta dissertação, ou seja, vazão de bombeamento de aproximadamente 100% de água. Outra característica semelhante entre a bomba BCSS do campo selecionado e a considerada neste trabalho, é que a vazão bombeada é bem próxima da vazão calculada para os anos iniciais do sistema de bombeamento aqui considerado.

Desta forma, foi considerado um MTTF médio das bombas do campo selecionado, o qual considera os seguintes componentes das BCSS: motor, bomba, admissão, selo e outros subsistemas. Pode-se perceber que não foi considerada no MTTF global a contribuição do cabo elétrico. Isso foi feito pois para aplicações de poço o cabo elétrico tem grande contribuição para o aumento da taxa de falha global da

BCSS. Neste estudo a aplicação da BCSS é no leito marinho, portanto não faz sentido considerar a taxa de falha do cabo elétrico. Outro motivo é relativo às fronteiras do estudo, que está limitado ao módulo de bombeamento, enquanto o cabo elétrico segue até a superfície.

Conforme mencionado no Capítulo 4, item 4.11.2.3 (“ESP-RIFTS”), os dados de falha constantes da base do ESP-RIFTS só podem ser disponibilizados para as empresas participantes do JIP (*Joint Industry Project*), razão pela qual estão censurados nesta dissertação.

Evento Topo ET3 (Falha de Transmissão de Potência Elétrica)

O diagrama elétrico de potência simplificado do módulo de bombeamento foi mostrado no Capítulo 5. Para a determinação da frequência de falha relativa a este evento topo foram consideradas as taxas de falha das duas mangueiras elétricas de potência que compõem o sistema. Foi utilizado dado do banco de dados OREDA 2002: $1,1655 \times 10^{-6}$ falhas/hora.

7.4 Estimativa dos Tempos Médios de Reparo

Esta estimativa foi realizada conforme apresentado no Capítulo 4. A Tabela 25, a seguir, mostra a previsão do tempo necessário para a volta do sistema à operação, após a ocorrência de qualquer um dos eventos topo. O MTTR é o mesmo para os três eventos topo pois em todos os casos não será feito reparo no módulo de bombeamento, somente substituição de todo o módulo. Será considerado, portanto, que haverá um módulo reserva. A instalação será feita conforme apresentado no Capítulo 5.

Tabela 25 - Estimativa do MTTR para qualquer um dos três eventos topo, para a substituição do módulo de bombeamento.

| Embarcação | Atividade | Duração (dias) | Dias | | | | |
|--|---|----------------|------|---|---|---|---|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| AHTS (rebocador manuseador de âncora) | Mobilização | 2 | ■ | | | | |
| | Retirada do módulo de bombeamento | 1 | | | ■ | | |
| | Operações de içamento e overboarding do módulo de bombeamento | 0,5 | | | | ■ | |
| | Instalação do módulo de bombeamento reserva | 1 | | | | | ■ |
| RSV (ROV Support Vessel) | Mobilização | 1 | | ■ | | | |
| | Acompanhamento com ROV | 2 | | | ■ | | |

7.5 Frequências Esperadas dos Eventos Topo

Conforme visto no item 7.3 (“Definição de Eventos Topo”), deverão ser calculadas as frequências de falhas do sistema para os três eventos topo considerados. Este é um cálculo simples e pode ser feito através da técnica de árvore de falhas, apresentada no Capítulo 4. Esta foi a técnica utilizada para o cálculo das frequências de falha do sistema para os três eventos topo considerados.

As frequências de falha calculadas serviram como dado de entrada na planilha do Anexo D (Planilha com o Cálculo do Custo da Indisponibilidade do Exemplo de Aplicação). A frequência de falha relativa ao conjunto de duas bombas BCSS foi censurada, pois a taxa de falha utilizada possui restrição à divulgação pública, de acordo com contrato entre o banco de dados internacional ESP-RIFTS e as operadoras participantes. Nas Figuras 51, 52 e 53, a seguir, são apresentadas as árvores de falha desenvolvidas para os eventos topo ET1, ET2 e ET3, respectivamente.

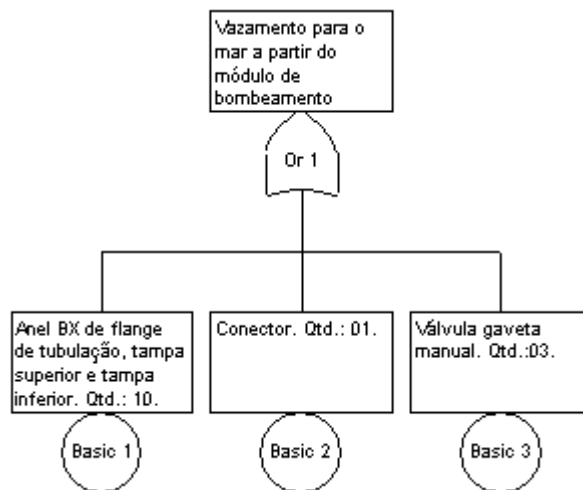


Figura 44 - Árvore de falha do evento topo ET1.

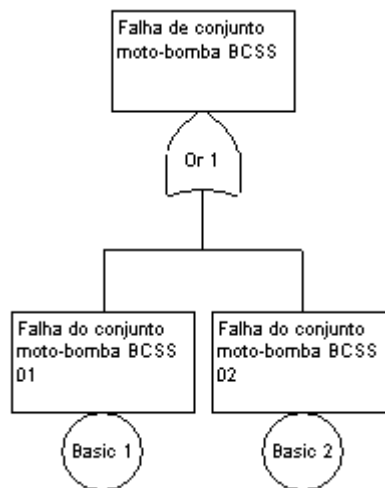


Figura 45 - Árvore de falha do evento topo ET2.

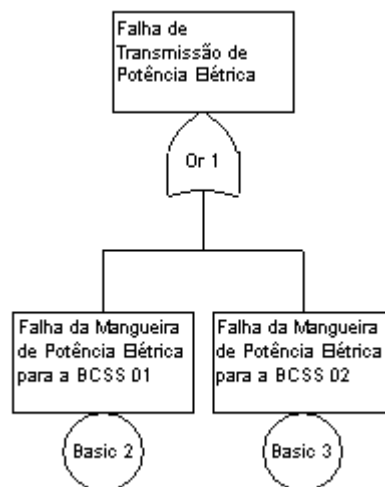


Figura 46 - Árvore de falha do evento topo ET3.

7.6 Custo da Indisponibilidade

Os dados de entrada e os resultados deste cálculo estão presentes no Anexo D. Foi seguida a metodologia apresentada no Capítulo 4, com os dados de vazão calculados no Capítulo 6 e os demais dados apresentados neste Capítulo. Nos itens a seguir estes cálculos são apresentados de forma mais detalhada.

7.6.1 Cálculo das Perdas de Produção Anualizadas

Para este cálculo foram utilizadas as Equações 4.9 e 4.10 mostradas nos item 4.12.1 (“Cálculo dos custos das perdas de produção”) e 4.12.2 (“Anualização dos custos das perdas de produção”), respectivamente, e rerepresentadas a seguir:

$$CPP_{SB} = V * D * \left[\Delta Q_{líquido} * p * (1 - FA) + Q_{óleo} + Q_{inj} \right] \quad (4.9)$$

$$CAPP_{SB} = 8760 * w * CPP_{SB} \quad (4.10)$$

Onde CPP_{SB} é o custo de perdas de produção e $CAPP_{SB}$ é o custo de perdas de produção anualizado. Os cálculos foram feitos para cada ano de operação do sistema de bombeamento para injeção de água produzida, levando em conta os três eventos topo considerados.

Os valores dos parâmetros $\Delta Q_{líquido}$ e $Q_{óleo}$ foram calculados no Capítulo 6, para o caso base adotado, que considera eficiência de separação água-óleo de 75% e perda de carga no separador submarino de 3 kgf/cm², ambas assumidas como constantes para a vida do sistema de separação submarina.

O percentual de utilização da capacidade de processamento disponibilizada na plataforma, pela utilização do sistema de separação submarina, foi considerado como 100%, ou seja, toda a “sobra” de capacidade de tratamento de líquido (água+óleo), proporcionada pela separação e injeção submarina de água produzida, foi considerada como utilizada para a abertura ou reabertura de poço(s) produtor(es).

A fração de água (FA) adotada foi a mesma apresentada no Capítulo 6 para o poço produtor ligado ao sistema de separação submarina. A vazão de óleo que se poderia deixar de produzir pelo não cumprimento de cotas de injeção (Q_{inj}) será

considerada zero pois a injeção de água produzida será realizada em reservatório de descarte, conforme citado no Capítulo 5, item 5.1.1.

7.6.2 Cálculo do Custo da Indisponibilidade

Foi calculado conforme o item 4.12.3.2, e seu resultado encontra-se na planilha presente no Anexo D.

7.7 Análise de Sensibilidade

Neste item inicialmente foi realizada uma verificação da importância de cada evento topo, em relação ao custo da indisponibilidade. Esta verificação é importante para que se determine quais eventos topo têm contribuição realmente significativa no custo da indisponibilidade. Somente estes eventos topo serão considerados nas análises de sensibilidade deste item. Após esta verificação, foram variados o preço do barril de petróleo, os dias de parada do sistema de bombeamento (retirada, reparo e re-instalação) e as frequências de falha dos eventos topo.

Estes parâmetros foram inseridos como dados de entrada no mesmo arquivo *Excel* que originou os resultados da planilha do Anexo D (Planilha com o Cálculo do Custo da Indisponibilidade do Exemplo de Aplicação), e foram calculados os resultados de custo de indisponibilidade para cada caso. Com isso, pôde-se verificar a influência da variação de cada parâmetro no custo da indisponibilidade do sistema de bombeamento. Além destes parâmetros, também foram utilizados os resultados de vazão da análise de sensibilidade realizada no Capítulo 6. Tais resultados também foram inseridos como dados de entrada no mesmo arquivo *Excel* que originou os resultados da planilha do Anexo D, e pôde-se então realizar a mesma verificação de influência no custo da indisponibilidade realizada para os outros parâmetros.

7.7.1 Verificação da Importância dos Eventos Topo

Esta verificação é importante para se saber qual a influência de cada um dos eventos topo definidos no custo da indisponibilidade. Um modo de se realizar esta

verificação é anular as frequências de falha dos outros eventos topo, enquanto se calcula o custo da indisponibilidade referente à frequência de falha do evento topo que se quer analisar, e depois comparar com o custo da indisponibilidade calculado no item 7.6.3 [3]. Para se fazer este cálculo deve-se utilizar a planilha *Excel* do Anexo D. Na Tabela 26, a seguir, pode-se ver o resultado desta verificação.

Tabela 26 - Verificação da importância dos eventos topo no custo da indisponibilidade.

| Evento Topo | Influência da Frequência de Falha do Evento Topo no Custo da Indisponibilidade |
|--------------------|---|
| ET1 | 0,48% |
| ET2 | 94,50% |
| ET3 | 5,01% |

Conforme verifica-se na tabela acima, o evento topo mais significativo é o ET2 (falha de BCSS). A diferença em relação aos outros é muito grande, e por este motivo somente será considerado este evento topo nas análises de sensibilidade dos próximos itens.

7.7.2 Variação do Preço do Petróleo

Na planilha do Anexo D encontra-se o cálculo do custo da indisponibilidade, no qual foi considerado o preço do barril de petróleo de US\$ 80,00. Nesta análise foi considerado um valor mínimo de US\$ 50,00/barril e máximo de US\$ 110,00/barril. O gráfico a seguir (Figura 47) ilustra esta influência.

Influência do Preço do Barril de Petróleo no Custo da Indisponibilidade

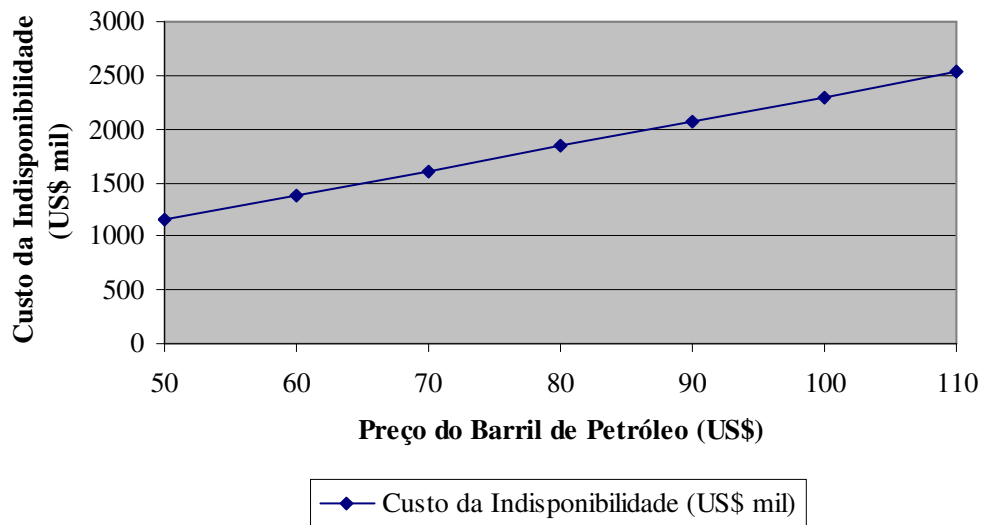


Figura 47 - Influência do preço do barril de petróleo no custo da indisponibilidade.

7.7.3 Variação do MTTR

Para a análise de sensibilidade do evento topo ET2 (falha de BCSS) relativa à variação do MTTR, foi considerada a situação em que não há substituição de todo o módulo de bombeamento, e sim do(s) conjunto(s) moto-bomba BCSS avariado(s). Para realizar esta substituição, é necessário que o módulo de bombeamento seja transportado até a instalação fabril do fornecedor, onde os conjunto(s) moto-bomba BCSS podem ser retirado(s) da(s) cápsula(s). A Tabela 27 apresenta o cronograma das atividades de retirada, reparo e re-instalação do módulo de bombeamento para esta situação.

Tabela 27 - Estimativa do MTTR para a substituição das BCSS do módulo de bombeamento.

| Atividade | Duração (dias) | Dias | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------|------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|---|---|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | | |
| Mobilização AHTS | 1 | ■ | | | | | | | | | | | | |
| Retirada do módulo de bombeamento | 1 | | ■ | | | | | | | | | | | |
| Deslocamento do AHTS até o porto e descarregamento do módulo de bombeamento | 1 | | | ■ | | | | | | | | | | |
| Deslocamento rodoviário até a fábrica do fornecedor | 0,5 | | | | ■ | | | | | | | | | |
| Reparo | 2,5 | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | | | |
| Testes | 2,5 | | | | | | | ■ | ■ | ■ | | | | |
| Deslocamento rodoviário até o porto | 0,5 | | | | | | | | | | ■ | | | |
| Mobilização AHTS | 1 | | | | | | | | | | | ■ | | |
| Re-instalação do módulo de bombeamento | 1 | | | | | | | | | | | | ■ | |
| Mobilização RSV | 1 | ■ | | | | | | | | | | | ■ | |
| Acompanhamento com ROV | 1 | | ■ | | | | | | | | | | | ■ |

A partir do momento em que se detecta a falha, são necessários ao todo 11 dias para que o sistema volte a operar. Inserindo este número de dias (que na verdade é o MTTR) como dado de entrada no mesmo arquivo *Excel* que originou os resultados da planilha do Anexo D (Planilha com o Cálculo do Custo da Indisponibilidade do Exemplo de Aplicação), verifica-se que o custo de indisponibilidade sobe para US\$ 4.499.550,00.

7.7.4 Variação da Taxa de Falha

Para a análise da influência da variação da taxa de falha do evento topo ET2 no cálculo do custo da indisponibilidade, foram considerados 50% a mais e a menos da taxa de falha obtida no banco de dados ESP RIFTS para o conjunto moto-bomba BCSS. Para cada uma destas taxas de falha do conjunto moto-bomba BCSS foram calculadas as

respectivas frequências de falha do sistema de dois conjuntos em série. Inserindo estas frequências de falha na planilha de cálculo do Anexo D, foram obtidos os valores de custo de indisponibilidade apresentados abaixo, na Figura 48.

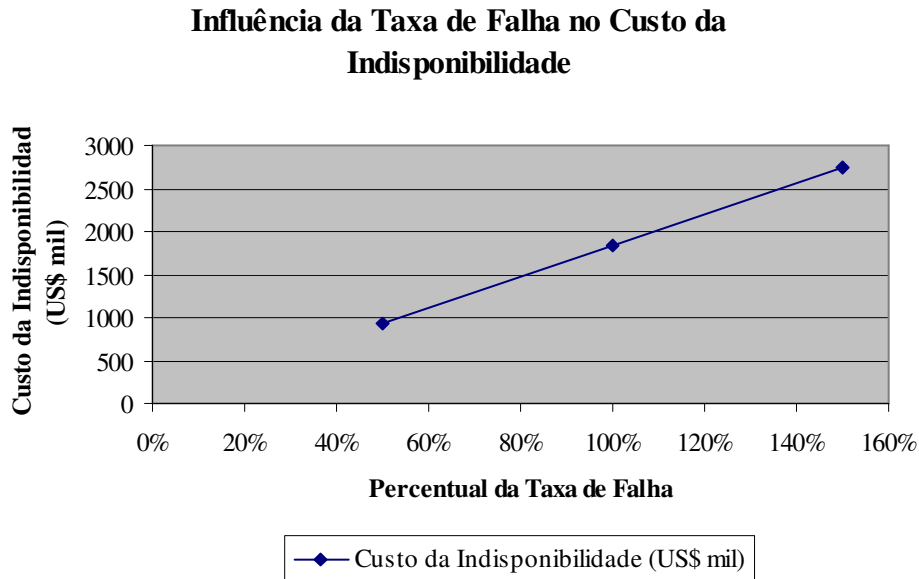


Figura 48 - Influência da taxa de falha no custo da indisponibilidade.

7.7.5 Variações da Eficiência de Separação e da Perda de Carga

No Capítulo 6 foi apresentado o cálculo das vazões de produção que chegam à plataforma nas situações nas quais se utiliza ou não a separação trifásica submarina. Estas vazões foram utilizadas neste Capítulo para o cálculo do custo da indisponibilidade, apresentado na planilha do Anexo D. Também no Capítulo 6 foi apresentada uma análise de sensibilidade das vazões calculadas, na qual foram variados os parâmetros eficiência de separação água-óleo e perda de carga no separador. Neste item será apresentada a influência das vazões calculadas na análise de sensibilidade do Capítulo 6, no custo da indisponibilidade do sistema. Para a obtenção dos custos de indisponibilidade relativos a cada variação de parâmetro estas vazões foram inseridas na mesma planilha eletrônica utilizada no Anexo D, e os resultados para a variação do parâmetro “eficiência de separação água-óleo” são apresentados na Tabela 28 e na Figura 49, a seguir.

Tabela 28 - Influência da eficiência de separação água-óleo no custo da indisponibilidade.

| Eficiência de Separação Água-Óleo | Custo da Indisponibilidade (US\$ mil) |
|--|--|
| 60% | 1418,81 |
| Variando com o tempo | 1575,00 |
| 75% (caso base) | 1840,73 |
| 90% | 2263,81 |

Influência da Eficiência de Separação Água-Óleo no Custo da Indisponibilidade

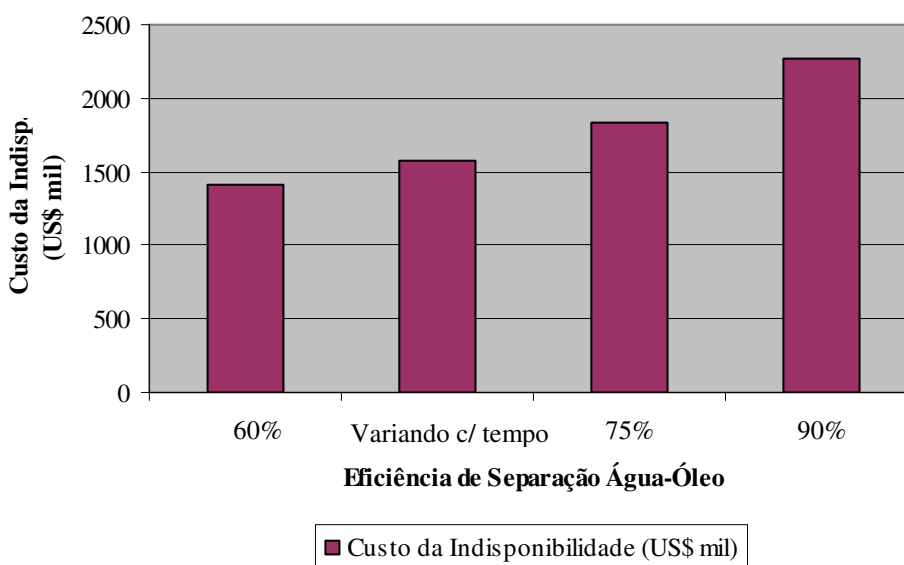


Figura 49 - Influência de eficiência de separação água-óleo no custo da indisponibilidade.

Pode-se observar na Tabela 28 e na Figura 49 a influência que a eficiência de separação água-óleo exerce no custo da indisponibilidade do módulo de bombeamento para injeção de água produzida. Verifica-se também que o exercício realizado na análise de sensibilidade do Capítulo 6, considerando a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, apresenta custo de indisponibilidade intermediário entre os custos referentes às eficiências de separação de 60% e 75%, mais próximo ao custo relativo à eficiência de separação de 60%. Pode-se concluir também da Tabela 28 e da Figura 49, que o valor adotado para a eficiência de separação água-óleo no caso base é conservador em relação ao caso que considera a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, no que se refere ao custo da indisponibilidade.

A influência da variação da perda de carga no custo da indisponibilidade pode ser considerada desprezível, pois conforme apresentado no Capítulo 6 (item 6.6.2.3), a variação de vazão de líquido que chega à plataforma, proporcionada pela variação de perda de carga realizada na análise de sensibilidade, é irrelevante.

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como principal objetivo a proposição de uma metodologia para o cálculo de uma das parcelas do custo do ciclo de vida, o custo da indisponibilidade, de bombas monofásicas componentes de sistemas de separação trifásica submarina. Existem atualmente dois tipos de sistemas de bombeamento que podem ser utilizados para a injeção submarina de água produzida: a tecnologia de bomba centrífuga vertical e a tecnologia de BCSS em estrutura no leito marinho. No caso de ambas as tecnologias serem tecnicamente factíveis de utilização para o cenário em questão, podem ser conduzidas análises de custo do ciclo de vida para a seleção da melhor alternativa.

Decidindo-se pela realização de tais análises, o cálculo do custo da indisponibilidade das alternativas é necessário, pois é uma das parcelas do custo do ciclo de vida. Neste trabalho foi proposta uma metodologia para o cálculo do custo da indisponibilidade destes sistemas de bombeamento, e apresentado um exemplo de aplicação.

A metodologia proposta neste trabalho foi baseada em uma metodologia para cálculo do custo do ciclo de vida de *manifolds* submarinos [3]. Tomando como base este trabalho sobre *manifolds* submarinos, dois fatores nortearam a elaboração da metodologia proposta neste trabalho:

- Tipo de equipamento: os sistemas de bombeamento aqui considerados são muito menos complexos do que *manifolds* submarinos, o que facilita a análise, porém os dados de falha são muito escassos ou inexistentes. Esta ausência de dados pode ser explicada pelo pequeno número de aplicações deste tipo de sistema de bombeamento existentes no mundo. Por este motivo se faz necessário, nas análises de confiabilidade, o uso de dados de aplicações similares, conforme foi feito no exemplo de aplicação apresentado neste trabalho (item 7.3);
- Cálculo de perdas de produção: as perdas de produção para o sistema de bombeamento de injeção de água produzida não são contabilizadas de forma direta, como em um *manifold* submarino de produção. Para os sistemas aqui abordados, as perdas ocorrem na plataforma, que deixam de receber a produção de poço(s) produtores quando da indisponibilidade da injeção submarina, pois

nesta situação a vazão de líquido que atinge a plataforma aumenta muito. Para avaliar a produção que a plataforma deixa de receber com a indisponibilidade do sistema de bombeamento, foram realizadas as simulações de elevação e escoamento apresentadas no Capítulo 6. Além destas perdas de produção, existem as perdas relativas ao não cumprimento da cota de injeção de água prescrita para o(s) poço(s) injetor(es) quando da indisponibilidade do sistema de bombeamento. No caso de um único poço injetor com baixa cota de injeção, como o considerado no exemplo de aplicação esta perda pode ser desprezada, porém em sistemas com vários poços, esta perda deve ser quantificada.

As conclusões da análise de elevação e escoamento, transcendem o objetivo principal deste trabalho, que é a análise de custo de indisponibilidade de sistemas de bombeamento para injeção de água produzida. Estas conclusões referem-se a análises do ganho proporcionado por um sistema de separação trifásica e re-injeção submarina, para o cenário proposto. Este tipo de análise é fundamental para se avaliar a viabilidade econômica destes sistemas, principalmente no momento atual, em que a busca pela exploração em áreas remotas ganha espaço. Outro fator que também pode influenciar no interesse pela tecnologia de separação trifásica e re-injeção submarina é que a tecnologia necessária para tais sistemas não é algo tão inimaginável quanto há vinte anos atrás, havendo inclusive dois sistemas instalados atualmente no mundo.

Nos itens a seguir são apresentadas as conclusões do trabalho, que referem-se em sua maioria ao exemplo de aplicação da metodologia, e as recomendações para trabalhos futuros. As conclusões relativas à análise de elevação e escoamento, apresentadas no Capítulo 6, serão reapresentadas para melhor organização do trabalho.

8.1 Conclusões

A principal conclusão deste trabalho é a metodologia proposta no Capítulo 4, cujos passos são resumidos abaixo.

1. Descrições: do cenário, do sistema de sep. submarina e do módulo de bombeamento;
2. Estimativas de eficiência de separação água-óleo e perda de carga;
3. Análise de elevação e escoamento, realizando, se necessário, uma análise de sensibilidade;

4. Definição de escopo, fronteira e hipóteses da análise de confiabilidade;
5. FMEA;
6. Definição de eventos topo;
7. Estimativa do MTTR;
8. Cálculo das frequências de falha;
9. Cálculo dos custos das perdas de produção;
10. Cálculo do custo da indisponibilidade, realizando, se necessário, uma análise de sensibilidade.

É importante lembrar que o tipo de sistema de bombeamento abordado neste trabalho é de aplicação muito recente, possuindo somente duas aplicações no mundo, nos sistemas de separação submarina de Troll Pilot [14] e Tordis [15], instalados no Mar do Norte. Por este motivo, a metodologia aqui proposta deve ser utilizada levando em conta a especificidade de cada cenário, tomando-se o máximo cuidado possível na seleção dos dados de falha, muito escassos para este tipo de sistema.

Com o exemplo de aplicação da metodologia foram obtidas as seguintes conclusões:

1. São duas as contribuições em termos de vazão de produção que sistemas de separação e re-injeção submarina proporcionam: a liberação de volume na plataforma para recebimento da produção de outros poços (reabertura de poços antigos ou abertura de novos) e o *boosting* de produção proporcionado pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, resultante da remoção de água realizada no separador submarino. Foi verificado no item 6.5 (Análise Comparativa dos Resultados das Simulações) que a produção de óleo adicional causada pela redução da contrapressão hidrostática no *riser* de produção, quando da utilização da separação e re-injeção submarinas, é de: até 10%, do 1º ao 4º ano; de 13 a 19%, do 5º ao 17º ano; e de aproximadamente 30% para os três últimos anos. Portanto, com a utilização do sistema de separação trifásica e re-injeção submarina, a produção de óleo aumenta percentualmente em relação à configuração sem separação submarina, com o aumento da fração de água da produção do poço. Apesar disso, com o passar do tempo e o aumento da fração de água dos poços, a produção de óleo é cada vez menor. Por este motivo, apesar do aumento percentual da vazão de óleo nos três últimos anos, em termos absolutos estas vazões são baixas. Portanto, esta

contribuição de vazão de produção de óleo, para o exemplo de aplicação considerado, não é significativa.

2. Em relação a outra contribuição de vazão de produção proporcionada por sistemas de separação e re-injeção submarina, a liberação de volume na plataforma para recebimento da produção de outros poços, também foi verificado no item 6.5 (Análise Comparativa dos Resultados das Simulações) que a redução de vazão de líquido na plataforma ocorreu da seguinte forma: -38% a -52%, do 1º ao 4º ano; -55% a -65%, do 5º ao 17º ano e -63% nos três últimos anos. A redução de vazão de vazão na plataforma com a utilização do sistema de separação e re-injeção submarina, e a conseqüente liberação de volume, foi bem maior do que a outra contribuição, tanto em termos relativos quanto absolutos. Concluiu-se então que a grande contribuição para as perdas de produção no caso da indisponibilidade do sistema de bombeamento é a causada pelo fechamento de poços produtores na plataforma.
3. A análise de sensibilidade realizada no Capítulo 6 abordou a variação dos seguintes parâmetros: eficiência de separação água-óleo e perda de carga no separador submarino. Em relação ao primeiro parâmetro, foi verificado que exerce forte influência nos resultados de vazão (que atingem a plataforma), para a simulação aqui realizada. A variação de 20%, para cima e para baixo, na eficiência de separação correspondeu a uma variação de aproximadamente 30% na vazão de produção, para cima, no caso da eficiência de separação de 60% e para baixo no caso da eficiência de separação de 90%. No caso da eficiência de separação de 90% a variação na vazão foi ligeiramente maior. Em relação às vazões de óleo na plataforma, verificou-se que são muito pouco influenciadas pela variação da eficiência de separação água-óleo. O aumento de produção de óleo no caso da eficiência de separação de 90% é muito pequeno, menor ainda do que a diferença de produção de óleo entre o caso base (75% de eficiência de separação) e a configuração sem separação submarina. Em relação à análise de sensibilidade do parâmetro perda de carga, verificou-se que exerce influência desprezível nas vazões, para as variações consideradas na análise. A variação na vazão de líquido que chega à plataforma foi em torno de 1%, em relação ao caso base (perda de carga no separador submarino de 3 kgf/cm²), para as perdas de carga de 2 kgf/cm² e 4 kgf/cm².

4. Ainda em relação à análise de sensibilidade realizada no Capítulo 6, foi considerada também a variação de eficiência de separação água-óleo com a variação da fração de água da produção, ao longo do tempo. Como não há uma estimativa desta variação de eficiência ao longo do tempo, baseada em testes, foi realizada uma estimativa baseada em julgamento de engenharia, adotando para os quatro primeiros anos do sistema a eficiência de separação de 60%, para os quatro anos subsequentes 75% e 90% para os doze anos finais. Deve-se ressaltar que esta simulação, contemplando a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, é um mero exercício, sendo a eficiência de separação de 75% o caso base conforme diversas vezes citado neste trabalho, pois é um valor citado na literatura [9] para condições similares às consideradas neste trabalho.
5. Foi desenvolvido um método para realização das simulações de elevação e escoamento do sistema de produção proposto, considerando a utilização de um sistema de separação trifásica submarina. Conforme mencionado no Capítulo 6, o programa Marlim II, utilizado para as simulações, não é capaz de modelar um sistema de produção que inclua um equipamento submarino instalado no leito marinho. Por este motivo, a simulação teve que ser dividida em duas: simulação do trecho poço-sistema de separação trifásica submarina, e simulação do trecho sistema de separação trifásica submarina-plataforma. Os passos a seguir resumem as etapas de cálculo do método desenvolvido.
 - a. Realizar simulação para configuração sem sistema de separação submarina, cujos resultados de vazão do poço serão utilizados somente para a 1ª iteração;
 - b. Cálculo da FA (fração de água), RGL (razão gás-líquido) e vazão do fluido que chega à plataforma;
 - c. Realizar simulação do trecho sistema de separação submarina-plataforma. Dados de entrada: pressão na plataforma e vazão calculada na etapa anterior (b). Resultado: pressão requerida para elevação, a partir do sistema de separação submarina;
 - d. Realizar simulação do trecho poço-sistema de separação submarina. Dados de entrada: pressão calculada na etapa anterior (c) + Δp no separador submarino e IPR (*Inflow Performance Relationship*). Resultado: vazão do poço até o sistema de separação submarina;

- e. Verificar se o resultado da etapa anterior (d) converge com o resultado da etapa (a). Se não, fazer outra iteração iniciando desta vez da etapa (b). Ir fazendo iterações até seus resultados convergirem;
 - f. De posse dos vazões do poço obtidas na etapa anterior (e), realizar cálculo das vazões de produção que chegam à plataforma, para cada ano de operação.
6. Durante a fase de pesquisa bibliográfica não foram encontrados dados de falha de sistemas submarinos de bombeamento para injeção de água produzida. A solução encontrada, para realizar o exemplo de aplicação da metodologia aqui proposta foi utilizar dados de falha de BCSS (bomba centrífuga submersa submarina), utilizadas para elevação artificial de petróleo em poços submarinos. Este tipo de bomba tem utilização prevista nos sistemas de BCSS instalados em estrutura no leito marinho, descritos no Capítulo 5. Utilizar dados de bombas de poço, como as BCSS, é uma postura conservativa visto que no leito marinho o ambiente é muito menos agressivo, possuindo, por exemplo, temperaturas mais baixas em relação ao interior de poços, o que auxilia muito na refrigeração do motor. Foram utilizados dados do banco de dados internacional ESP-RIFTS, que possui mais de 60.000 registros de BCS [27].
 7. No exemplo de aplicação realizado, o evento topo ET2 (falha de BCSS), é o mais significativo de todos em relação ao custo da indisponibilidade. A sua influência neste custo é de mais de 90%.
 8. Verificou-se na análise de sensibilidade do tempo médio de reparo (MTTR) relativo ao evento topo ET2 que o custo da indisponibilidade do sistema de bombeamento é fortemente dependente da opção que se faz para reparo: módulo de bombeamento reserva ou somente BCSS reserva. Na primeira opção, que foi o caso base, o MTTR foi de 4,5 dias e o custo da indisponibilidade de US\$ 1.840.730,00, enquanto na segunda o MTTR foi de 11 dias e o custo da indisponibilidade US\$ 4.499.550,00.
 9. Verificou-se na análise de sensibilidade das variações da eficiência de separação e da perda de carga (Capítulo 7, Item 7.7.5), que o exercício realizado na análise de sensibilidade do Capítulo 6 (Item 6.6.1.3 – Simulação para a Variação da Eficiência ao Longo do Tempo), considerando a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, apresenta custo de indisponibilidade intermediário entre as eficiências de separação (supostas constantes) de 60% e

75%. Pode-se concluir então que o valor adotado para a eficiência de separação água-óleo no caso base (75%) é conservador em relação ao caso que considera a variação da eficiência de separação água-óleo com o tempo, no que se refere ao custo da indisponibilidade.

8.2 Recomendações para Trabalhos Futuros

1. A eficiência de separação água-óleo foi inicialmente considerada constante ao longo dos anos de operação do sistema de separação trifásica e re-injeção aqui proposto, tendo sido realizado um exercício de sua variação ao longo do tempo na análise de sensibilidade do Capítulo 6. Porém, para se ter previsões mais realistas não só para estudos como o aqui apresentado, mas como subsídio para as decisões de projeto, seria importante que testes de laboratório e testes em escalas maiores fossem realizados de modo a se estimar, com o menor nível de incerteza possível, esta eficiência para cada ano (ou mês), ou seja, para cada fração de água média anual (ou mensal) da vida do sistema de separação trifásica e injeção submarina.
2. Outra recomendação para trabalho futuro é realizar simulações dinâmicas de escoamento, de modo a se obter melhores previsões de vazão, e com isso verificar o ganho econômico proporcionado por sistemas de separação trifásica e injeção submarina, e conseqüentemente o custo da indisponibilidade de seus subsistemas, como por exemplo o módulo de bombeamento para injeção de água produzida.
3. Dados de falha de sistemas de bombeamento submarino são muito escassos atualmente. Somando-se as bombas monofásicas (centrífugas) e multifásicas (helicóaxiais) submarinas instaladas atualmente no mundo, percebe-se que existe uma quantidade razoável de equipamentos que poderiam fornecer dados de falha para a realização de análises similares à desenvolvida neste trabalho. Uma sugestão de trabalho futuro é realizar um esforço de coleta e seleção destes dados, conforme já feito para outros equipamentos, de modo a se disponibilizar em documento público tais dados de falha.
4. Foi realizada neste trabalho a análise do custo da indisponibilidade do sistema de BCSS em estrutura no leito marinho. Sugere-se realizar trabalho semelhante

para o outro tipo de sistema de possível utilização na aplicação aqui considerada:
as bombas monofásicas centrífugas verticais submarinas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] FIGUEIREDO, M.W., CARBONE, L.C., ALBUQUERQUE, F. A., “Influência da Separação Submarina de Água na Produção de Poços com BSW elevado”, *II Seminário de Elevação Artificial, Escoamento e Medição*, Artigo, Vitória, ES, Brasil, Abril, 2005.
- [2] ANÔNIMO, *International Standard ISO 13628-1: Petroleum and Natural Gas Industries - Design and Operation of Subsea Production Systems – Part 1: General Requirements and Recommendations*, 2nd ed., International Organization for Standardization – ISO, 2005.
- [3] PAULO, C.A.S., *Metodologia para Seleção de Manifolds Submarinos Baseada em Custo do Ciclo de Vida*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1999.
- [4] THOMAS, J.E., TRIGGIA, A.A., CORREIA, C.A., et al., *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Livro, 1ª edição, Rio de Janeiro, Brasil, Editora Interciência, 2001.
- [5] ORLOWSKI, R.T.C., *Dispositivo com Rigidez Não-Linear na Instalação de Módulos Submarinos em Águas Profundas*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.
- [6] FANTOFT, R., HENDRIKS, T., CHIN, R., “Compact subsea separation system with integrated sand handling”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 16412, Houston, TX, EUA, Maio, 2004.
- [7] BENIBO, S.S., *Cost Effective Integration of Subsea Processing Technologies to a High Watercut Brownfield Asset, a Bonga Field Case Study*. M.Sc. thesis, School of Applied Sciences, Cranfield University, EUA, 2007.

- [8] FIGUEIREDO, M.W., RAMALHO, J.B.V.S, ALBUQUERQUE, F. A., “Developing a Subsea O/W Separation System – Closing the Gap”, *Deep Offshore Technology International Conference*, Artigo, Vitória, ES, Brasil, Novembro, 2005.
- [9] EUPHEMIO, M., OLIVEIRA, R., NUNES, G., et al., “Subsea Oil/Water Separation of Heavy Oil: Overview of the Main Challenges for the Marlim Field – Campos Basin”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 18914, Houston, TX, EUA, Maio, 2007.
- [10] CHOATE, T., PADILLA, M., McKEE., et al., “2008 Worldwide Survey of Subsea Processing: Separation, Compression, and Pumping Systems”, *Offshore Magazine*,. v. 68, n. 3, pp. 30-31, March 2008.
- [11] ROBERTO, M.A.R., EUPHEMIO, M.L.L., ORLOWSKI, R.T.C., et al., “Sistema de BCS Montado sobre Skid no Fundo Mar”, *II Seminário de Engenharia Submarina*, Artigo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Novembro, 2006.
- [12] VIEIRA, R.A.M., *Métodos de Elevação por Bombeio – Bombeio Centrífugo Submerso*, Apostila do Curso de Formação em Engenharia de Petróleo, PETROBRAS, Salvador, BA, Brasil, 2005.
- [13] ELDE, J, “Advantages of Multiphase Boosting”, Artigo na Internet: <http://www.touchoilandgas.com/advantages-multiphase-boosting-a10-3.html>
- [14] HORN, T., ERIKSEN, G., BAKKE, W., “Troll Pilot – Definition, Implementation and Experience”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 14004, Houston, TX, EUA, Maio, 2002.
- [15] GJERDSETH, A.C., FAANES, A., RAMBERG, R., “The Tordis IOR Project”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 18749, Houston, TX, EUA, Maio, 2007.
- [16] HORN, T., BAKKE, W., ERIKSEN, G., “Experience in Operating the World’s first Subsea Separation and Water Injection Station at Troll Oil Field in the North Sea”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 15172, Houston, TX, EUA, Maio, 2003.

- [17] BECKMAN, J., “Raw Water Injection First for Columba E Expansion Scheme”, *Offshore Magazine*, Feb. 2007.
- [18] ANÔNIMO, “Aker Kvaerner Awarded Subsea Booster for Tyrihans”, Artigo na Internet: <http://www.processingtalk.com/news/ark/ark149.html>
- [19] KUCHPIL, C., BUK, L., RIBEIRO, R.H., et al., “Sistema Submarino de Injeção de Água (SRWI)”, *II Seminário de Engenharia Submarina*, Artigo, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Novembro, 2006.
- [20] BRINGEDAL, B., INGEBRETSEN, T., HAUGEN, K., “Subsea Separation and Reinjection of Produced Water”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 10967, Houston, TX, EUA, Maio, 1999.
- [21] FANTOFT, R., HENDRIKS, T., ELDE, J., “Technology Qualification for the Tordis Subsea Separation, Boosting, and Injection System”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 17981, Houston, TX, EUA, Maio, 2006.
- [22] VOGEL, J.V., “Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells”, *Journal of Petroleum Technology*, pp. 83-92, Jan. 1968.
- [23] PATTON, L.D., GOLAND, M., “Generalized IPR Curves for Predicting Well Behaviour”, *Petroleum Engineering International* v.52, n.7, pp. 74,78-82, June 1980.
- [24] SIMÕES FILHO, S., MOREIRA, C.C., OKADA, R.Y., et al., “Avaliação de Confiabilidade e Custo do Ciclo de Vida de Manifolds Submarinos de Produção (MSP)”, *Boletim Técnico da Petrobras* v.41, n.3/4, pp. 94-111, Jul./Dez. 1998.
- [25] ANÔNIMO, *NORSOK Standard O-CR-002: Life Cycle Cost for Production Facility*, Rev. 1, April, 1996.
- [26] GOLDSMITH, R., ERIKSEN, R, CHILDS, M., et al., “Lifecycle Cost of Deepwater Production Systems”, *Offshore Technology Conference*, Artigo, OTC 12941, Houston, TX, EUA, Maio, 2001.

[27] ANÔNIMO, “ESP-RIFTS Electric Submersible Pump – Reliability Information and Failure Tracking System”, página da *internet*: <http://www.espriffts.com>, acessado em 27 de agosto de 2008.

[28] SIMÕES FILHO, S., *Análise de Riscos (FMECA) dos Dutos de Exportação da P-52 (Roncador)*, CT TS 035/2003, 2003.

[29] ANÔNIMO, *Recommended Practice DNV-RP-A203: Qualification Procedures for New Technology*, Det Norske Veritas – DNV, 2001.

[30] GRAUNHAUG, O.J., “Subsea Production Systems Availability Assesment” OTC 5312. In: *Proceedings of the 18th Annual Offshore technology Conference*, pp. 187-195, Houston, May 1986.

[31] HOWEY, R.A., GAARDER, O.H., “Application of Reliability Engineering to Offshore Production Equipment”, *Journal of Petroleum Technology*, pp. 339-346, April 1977.

[32] EUPHEMIO, M.L.L., *Sistemas Submarinos de Produção*, Apostila, PETROBRAS, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007.

[33] RAUSAND, M., *Risk and Reliability in Subsea Engineering*, Apostila do Curso de Mestrado em Engenharia Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2004.

[34] ALBERNAZ, R. S., *Estudo de Importância e Sensibilidade de Eventos de Falha para Árvores de Natal Molhadas*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

[35] ANALYSIS DLL, “CARA-Fault Tree Aplication Version 4.1”, Software, 1999.

[36] ANÔNIMO, “OREDA Project”, página da *internet*: <http://www.sintef.no/static/tl/projects/oreda/>, acessado em 27 de agosto de 2008.

[37] ANÔNIMO, “SubseaMaster™: Experience Database for Subsea Production Systems”, página da Internet: <http://www.exprosoft.com/products/pdf/SubseaMasterWeb.pdf>, acessado em 27 de agosto de 2008.

[38] GOMES FILHO, H., *Análise Econômica de Projetos*, Apostila do Curso de Especialização em Engenharia de Petróleo – PUC/RJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.

[39] ANÔNIMO, “Marlim II Tutorial”, PETROBRAS, 2008.

[40] STANDING, M.B., “A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases”, *API Drilling and Production Practices*, p. 247, 1947.

[41] BEGGS, H.D., ROBINSON, J.R., “Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems”, *Journal of Petroleum Technology*, pp. 1140-1141, Sept. 1975.

[42] VAZQUEZ, M., BEGGS, H.D., “Correlations for Fluid Physical Property Prediction”, *Journal of Petroleum Technology*, pp. 968-970, June 1980.

[43] HAGEDORN, A.R., BROWN, K.E., “Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits”, *Journal of Petroleum Technology*, pp.475-484, April 1965.

[44] DUKLER, A.E., HUBBARD, M.G., “A Model for Gas-Liquid Slug Flow in Horizontal and Near Horizontal Tubes”, *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals* v. 14, n. 4, pp. 337-?, June 1975.

[45] EATON, B., ANDREWS, D., KNOWLES, C., et al., “The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines”, *Trans. AIME*, pp. 815-828, 1967.

[46] FLANIGAN, O., “Effect of uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems”, *Oil and Gas Journal*, p. 132, 1958.

- [47] BEGGS, H.D., BRILL, J.P., “a Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes”, *Journal of Petroleum Technology*, pp. 607-617, May 1973.
- [48] PALMER, C.M., *Evaluation of Inclined Pipe Two-Phase Liquid Holdup Correlations Using Experimental Data*. M.Sc. thesis, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, USA, 1975.
- [49] VIEIRA, R.A.M., *Escoamento em Tubulações*, Apostila do Curso de Formação em Engenharia de Petróleo, PETROBRAS, Salvador, BA, Brasil, 2005.
- [50] MINAMI, K., *Escoamento em Tubulações – Correlações de Escoamento Multifásico*, Apostila do Curso de Formação em Engenharia de Petróleo, PETROBRAS, Salvador, BA, Brasil, 2005.
- [51] ANÔNIMO, NBR-5462, Confiabilidade e Manutenibilidade, Normas Técnicas Brasileiras - NBR, 1994.
- [52] SIMÕES FILHO, S., *Análise de Árvore de Falhas Considerando Incertezas na Definição dos Eventos Básicos*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.
- [53] SILVA, A.R.M., *Análise Comparativa de Risco para Configurações de Blowout Preventers em Sondas de Posicionamento Dinâmico*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2003.
- [54] LAFRAIA, J.R.B., *Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade*, Livro, Rio de Janeiro, Brasil, Editora Qualitymark, 2001.
- [55] EUTHYMIU, E.J., *Metodologia para Testes Funcionais em Válvulas Submarinas*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.
- [56] FRUTUOSO e MELO, P.F.F., *Notas de Aula da Disciplina de Engenharia da Confiabilidade, Programa de Engenharia Nuclear, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.*

**ANEXO A – CORRELAÇÕES DE ESCOAMENTO
MULTIFÁSICO**

ANEXO A - CORRELAÇÕES DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

A análise de elevação e escoamento apresentada nesta dissertação foi desenvolvida para um cenário de poço produzindo por *gas lift*. Por este motivo, este anexo apresenta alguns fundamentos básicos de escoamento multifásico e a formulação das correlações para cálculo de gradiente de pressão utilizadas neste trabalho.

A.1 Escoamento Multifásico [49]

Durante o fluxo simultâneo de líquido e gás, um dos aspectos que mais se destacam é a distribuição de ambas as fases no interior da tubulação. Essa distribuição é denominada “padrão de escoamento” e depende da magnitude relativa das forças atuando nos fluidos. As seguintes definições são necessárias aos cálculos de escoamento multifásico:

Liquid Holdup

O *liquid holdup* (H_L) pode ser definido como a fração da seção transversal do tubo ocupada pelo líquido. A Eq. A.1 define o *liquid holdup*, que obviamente pode variar de zero (somente gás) a 1 (somente líquido).

$$H_L = \frac{A_L}{A_P} \quad (\text{A.1})$$

Onde A_L é a área ocupada pelo líquido e A_P a área da seção transversal do tubo.

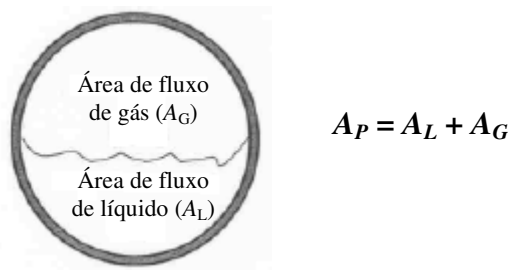


Figura A 1 - Definição de *liquid holdup*.

Quando os dois fluidos se deslocam com velocidades diferentes na tubulação, o fluxo é dito “com escorregamento”. O *liquid holdup* acima definido aplica-se a este caso. Na situação contrária, ou seja, quando os fluidos viajam na mesma velocidade, o fluxo é dito “sem escorregamento”. Neste último caso, o *liquid holdup* pode ser definido como a razão do volume de líquido que ocupa o tubo pelo volume interno do tubo, ou conforme a Eq. A.2:

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (\text{A.2})$$

Onde Q_L é a vazão de líquido e Q_G é vazão de gás.

Velocidade Superficial e Escorregamento

Velocidade superficial é a velocidade média com a qual cada fase se desloca, supondo que a seção transversal ao fluxo estivesse totalmente disponível. O escorregamento (em inglês, *slippage*) deve-se ao fato de que as fases não se deslocam a uma mesma velocidade no interior da tubulação.

A.2 Correlações para Cálculo do Gradiente de Pressão [50]

A equação geral do gradiente de pressão em um tubo operando em condições permanentes, é dada por:

$$-\frac{dp}{dx} = \rho \frac{g}{g_c} \text{sen} \theta + \frac{1}{2} f_a \frac{\rho u^2}{g_c D} + \frac{1}{2} \frac{d(\rho u^2)}{g_c dx} \quad (\text{A.3})$$

onde:

dp/dx : gradiente de pressão em psi/pé (lbf/pol²/pé);

g : aceleração da gravidade em pés/s²;

g_c : constante gravitacional que converte massa x aceleração da gravidade em peso;

ρ : peso específico do fluido, lbm/pé³;

f_a : fator de atrito, adimensional;

u : velocidade do fluido.

O primeiro termo da Equação A.3 é devido à perda de pressão causada pela mudança de elevação, chamado de termo gravitacional. O segundo termo expressa a perda de pressão por fricção e o terceiro corresponde à perda de pressão por aceleração. A questão básica está em como determinar cada um dos termos da Equação A.3, principalmente as variáveis ρ , u e f_a para uma mistura bifásica gás-líquido.

O primeiro termo da Equação A.3 depende do peso específico médio da mistura. Ele é calculado com base na fração volumétrica de líquido ou *liquid holdup* (λ_L ou H_L) e nas massas específicas do líquido e do gás, ρ_L e ρ_G . Exceto em condições de altas velocidades, grande parte da perda de carga total em escoamento vertical é devido a este componente. O segundo termo da equação requer a determinação prévia do fator de fricção bifásico. O terceiro termo é geralmente desprezível e muitas vezes só é calculado quando as velocidades de escoamento são extremamente altas ou quando há gradiente de pressão muito alto.

As correlações de escoamento multifásico originaram-se da inabilidade em se desenvolver um modelo teórico completo do fenômeno. Assim, ao longo das décadas de 50 a 80, centenas de correlações empíricas tornaram-se disponíveis, transformando em uma tarefa difícil a seleção das melhores entre as existentes. Elas diferem na maneira em que estes três componentes do gradiente total de pressão são calculados. Alguns pesquisadores escolheram assumir que as fases gasosa e líquida viajam na mesma velocidade (sem escorregamento entre as fases) para a determinação do peso específico da mistura e avaliar o fator de fricção empiricamente. Outros desenvolveram métodos para calcular a fração de líquido (*liquid holdup*) e, depois, o fator de fricção e finalmente outros decidiram dividir as condições de escoamento em regimes ou padrões de escoamento e desenvolver correlações separadas para cada regime.

B.2.1 Correlação de HAGEDORN e BROWN [43,50]

Pertencente à categoria B, é recomendada para o escoamento vertical ascendente. Os dados utilizados para desenvolver a correlação de HAGEDORN e BROWN foram obtidos de testes num poço experimental de 1500 pés de profundidade,

usando colunas de 1”, 1 ¼” e 1 ½”. A fração volumétrica de líquido, ou *liquid holdup*, não foi medida mas retro-calculada para satisfazer o gradiente de pressão medido, depois que os gradientes de pressão devidos à fricção e aceleração foram determinados. Portanto, a fração de líquido não foi uma medida verdadeira da porção do tubo ocupado pelo líquido, mas sim um mero parâmetro correlativo. Os testes foram conduzidos com utilização de ar (fase gasosa), água e óleos de diferentes propriedades físicas: grau API de 25 a 34 e viscosidade de 10 a 110 cP.

Nesta correlação, o gradiente de pressão causado pela variação da elevação é calculado pela expressão:

$$\left(-\frac{dp}{dz} \right)_{el} = \frac{g}{g_c} [\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)] \quad (A.4)$$

onde:

dp/dz : gradiente de pressão;

g : aceleração da gravidade;

g_c : constante gravitacional que converte massa x aceleração da gravidade em peso;

ρ_L : massa específica do líquido;

ρ_G : massa específica do gás;

H_L : fração volumétrica de líquido ou *liquid holdup*.

O componente do gradiente de pressão devido à fricção é dado por:

$$\left(-\frac{dp}{dz} \right)_f = f \frac{w^2}{2,9652 \times 10^{11} D^5 \rho_s} \quad (A.5)$$

onde:

w : vazão mássica, lbm/dia;

ρ_s : $\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)$, lbm/pé³;

D : diâmetro interno da tubulação, pé;

f : fator de fricção bifásico.

O gradiente de pressão devido à aceleração é dado por:

$$\left(-\frac{dp}{dz}\right)_{ac} = \frac{1}{2} \frac{\rho_s \Delta(u_m^2)}{g_c dz} \quad (\text{A.6})$$

onde:

$$\Delta(u_m^2) = u_m^2(p_1, T_1) - u_m^2(p_2, T_2);$$

$$u_m = u_{sL} + u_{sG};$$

u_m : velocidade média da mistura;

u_{sL} : velocidade superficial do líquido;

u_{sG} : velocidade superficial do gás.

B.2.2 Correlação de DUKLER *et al.* [44,50]

Pertence à categoria B e é utilizada para escoamento horizontal, tendo sido levantada a partir de um banco de dados de laboratório e de campo. DUKLER *et al.* desenvolveram esta correlação com base em análise de similaridade e dados reais de campo. Esta correlação é recomendada pela AGA (*American Gas Association*), e pelo API (*American Petroleum Institute*), para dimensionamento de gasodutos horizontais. Será apresentada a correlação de DUKLER *et al.* com as contribuições de FLANIGAN e EATON, pois esta combinação foi utilizada na análise de elevação e escoamento mostrada no Capítulo 6.

Para se levar em consideração o efeito do perfil topográfico, a correlação de DUKLER *et al.* é geralmente combinada à de FLANIGAN, que postula que a perda de pressão devido à elevação só depende da diferença de cotas entre o início e o final do duto. A seguir, são apresentadas as equações para os termos de fricção e aceleração da correlação de DUKLER *et al.*

Termo de fricção:

$$-\left(\frac{dp}{dx}\right)_f = \frac{f \rho_k u_m^2}{2 g_c D} \quad (\text{A.7})$$

onde

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{(1-H_L)^2}$$

Uma correlação para o fator de fricção normalizado f/f_n foi desenvolvida e é dada por:

$$\frac{f}{f_n} = 1 + \frac{y}{1,281 - 0,478y + 0,444y^2 - 0,094y^3 + 0,00843y^4} \quad (\text{A.8})$$

onde

$$y = -\ln \lambda_L$$

O valor de f_n é dado por:

$$f_n = 0,0056 + 0,5 N_{\text{Re}k}^{-0,32} \quad (\text{A.9})$$

onde

$$N_{\text{Re}k} = \frac{\rho_k u_m d}{\mu_n}$$

O termo de aceleração é dado por:

$$-\left(\frac{dp}{dx}\right)_{ac} = \frac{1}{g_c dx} \Delta \left[\frac{\rho_g u_{sg}^2}{(1-H_L)} + \frac{\rho_L u_{sL}^2}{H_L} \right] \quad (\text{A.10})$$

Contribuição de FLANIGAN [46,50]

FLANIGAN desenvolveu uma correlação de *holdup* para os trechos ascendentes de dutos como uma função da velocidade superficial do gás. Esta correlação foi baseada em dados experimentais coletados em um duto de 16" de diâmetro, no qual foram medidas vazões e perdas de pressão.

O valor de *holdup* para um trecho ascendente é calculado por:

$$H_L = \frac{1}{1 + 0,3264 u_{sg}^{1,006}} \quad (\text{A.11})$$

e a perda de pressão, por

$$(-\Delta P)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_L H_L \sum Z \quad (\text{A.12})$$

Deve-se ressaltar que a correlação de DUKLER *et al.* combinada com a correlação de FLANIGAN tende a superestimar a perda de pressão e subestimar o valor de *holdup*.

Contribuição de EATON *et al.* [45,50]

Uma outra variação de utilização da correlação de DUKLER *et al.* é a combinação com a correlação de *holdup* de EATON *et al.*, que é consagrada como uma das melhores. Esta opção calcula o gradiente de pressão de uma maneira análoga à apresentada para a correlação de DUKLER *et al.*, exceto que considera o H_L (fração volumétrica de líquido) de EATON ao invés do H_L de DUKLER. A fração volumétrica de líquido (em inglês, *liquid holdup*), pode ser obtida calculando-se o fator X_E através da Equação A13, apresentada abaixo, e em seguida entrando-se na correlação de EATON *et al.*, apresentada no gráfico da Figura A2.

$$X_E = \frac{1,84 N_{Lv}^{0,575}}{N_{Gv} N_D^{0,0277}} \left(\frac{P}{P_b} \right)^{0,05} N_L^{0,1} \quad (\text{A.13})$$

Onde:

$$N_{Lv} \text{ (número de velocidade do líquido)} = u_{sL} * \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \sigma_L}}$$

$$N_{Gv} \text{ (número de velocidade do gás)} = u_{sG} * \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \sigma_L}}$$

$$N_D \text{ (número de diâmetro do tubo)} = D * \sqrt[4]{\frac{\rho_L g}{\sigma_L}}$$

$$N_L \text{ (número de viscosidade do líquido)} = \mu_L * \sqrt[4]{\frac{g}{\rho_L \sigma_L^3}}$$

$$P_b \text{ (pressão base)} = 14,65 \text{ psia}$$

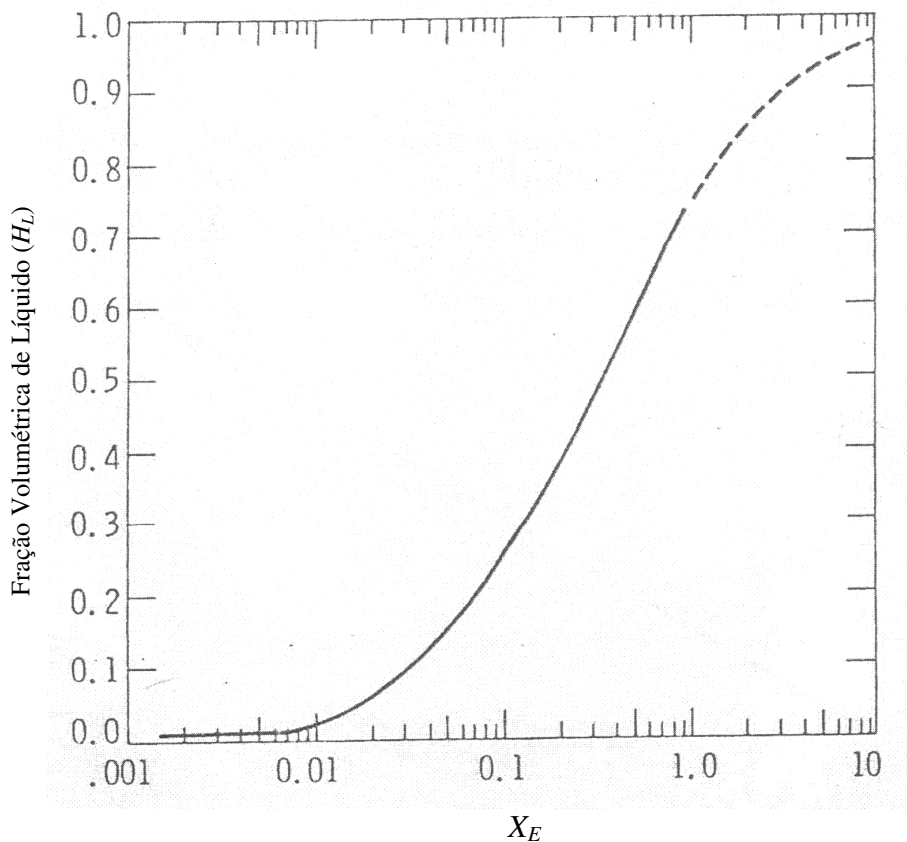


Figura A 2 - Correlação de fração volumétrica de líquido de EATON.

B.2.3 Correlação de BEGGS e BRILL [47,50]

A correlação de BEGGS e BRILL pertence à categoria C e é de uso geral, podendo, teoricamente, ser aplicada em escoamento ascendente ou descendente em qualquer ângulo de inclinação. Foi desenvolvida a partir de dados experimentais obtidos em laboratório com água e ar em tubos de 1" e 1 1/2" de diâmetro e 90 pés de comprimento. A instalação podia ser inclinada para qualquer ângulo. Os parâmetros estudados foram:

- Vazão de líquido (0 a 30 gpm);
- Vazão de gás (0 a 300 Mscf/dia);
- Ângulo de inclinação (-90° a 90°);
- Pressão do sistema (35 a 95 psia);
- Gradiente de pressão (0 a 0,8 psi/pé);

- Tipo de escoamento horizontal (segregado, intermitente e distribuído);
- *Liquid holdup* (0 a 0,870).

BEGGS e BRILL consideraram os padrões de escoamento mostrados na Figura A3, que foram agrupados em três categorias: segregado, intermitente e distribuído. Foram desenvolvidas diferentes correlações de *liquid holdup* para os três grupos de padrão de escoamento, válidas para a posição horizontal (ângulo 0°). Para outros ângulos, foi estabelecido um fator de correção. A Figura A4 apresenta a variação do *liquid holdup* com o ângulo de inclinação para três dos testes efetuados.

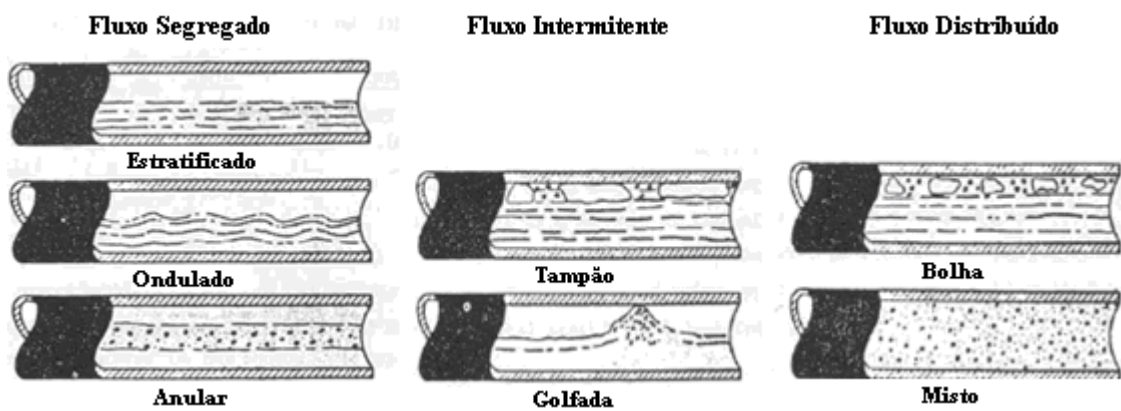


Figura A 3 - Padrões de escoamento horizontal considerados na correlação de BEGGS e BRILL.

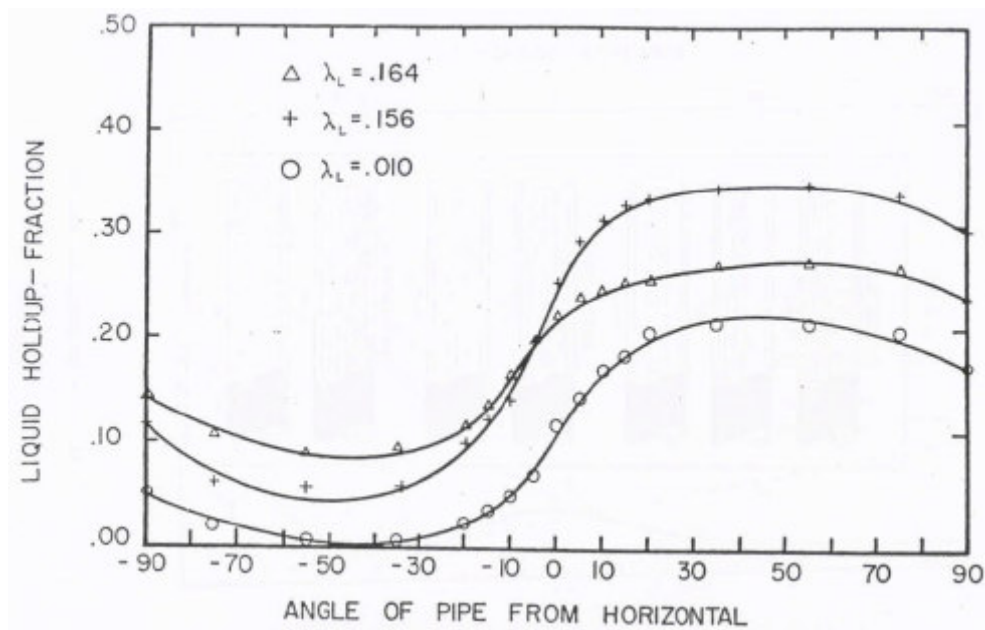


Figura A 4 - Variação do *liquid holdup* com a inclinação.

A estimativa para o regime de escoamento para um tubo horizontal depende das seguintes variáveis:

$$N_{FR} \text{ (número de Froude)} = \frac{u_m^2}{gD};$$

$$\lambda_L = \frac{u_{sL}}{u_m};$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302};$$

$$L_2 = 0,0009252 \lambda_L^{-2,4684};$$

$$L_3 = 0,10 \lambda_L^{-1,4516};$$

$$L_4 = 0,5 \lambda_L^{-6,738}.$$

Os padrões de escoamento horizontal são definidos pelos seguintes limites numéricos:

- Fluxo segregado: $\lambda_L < 0,01$ e $N_{FR} > L_1$, ou $\lambda_L \geq 0,01$ e $N_{FR} < L_2$;
- Fluxo de transição: $\lambda_L \geq 0,01$ e $L_2 \leq N_{FR} \leq L_3$;
- Fluxo intermitente: $0,01 \leq \lambda_L < 0,4$ e $L_3 < N_{FR} < L_1$, ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $L_3 < N_{FR} \leq L_4$;
- Fluxo distribuído: $\lambda_L < 0,4$ e $N_{FR} \geq L_1$ ou $\lambda_L \geq 0,4$ e $N_{FR} > L_4$.

No caso do padrão de escoamento horizontal de transição, se faz necessário o cálculo do H_L (*liquid holdup*) para os regimes segregado e intermitente e interpolar, usando fatores de ponderação [50]. O cálculo da massa específica da mistura (ρ_s) pode ser feito pela Equação A.14:

$$\rho_s = \rho_L H_L(\phi) + \rho_g (1 - H_L(\phi)) \quad (\text{A.14})$$

Onde ϕ é o ângulo do tubo com a horizontal.

Conforme citado anteriormente, é necessário utilizar um fator de correção para o cálculo do *liquid holdup* dos regimes de escoamento em ângulos diferentes de zero (posição horizontal). Na Equação A.14, está embutido no parâmetro $H_L(\phi)$ este fator de correção, conforme pode ser verificado na Equação A.15.

$$H_L(\phi) = H_L(0) * \psi \quad (\text{A.15})$$

Onde:

ψ : fator de correção angular de *holdup*;

$H_L(0)$: valor de *liquid holdup* para o tubo na posição horizontal.

O parâmetro $H_L(0)$ pode ser calculado pela expressão a seguir:

$$H_L(0) = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \quad (\text{A.16})$$

Onde a, b e c são obtidos em função do regime de escoamento de acordo com valores estabelecidos por BEGGS e BRILL.

O fator de correção angular de holdup (ψ) pode ser calculado a partir da seguinte expressão:

$$\psi = 1 + C [\text{sen}(1,8\phi) - 0,333 \text{sen}^3(1,8\phi)] \quad (\text{A.17})$$

Onde C é igual a:

$$C = (1 - \lambda_L) \ln(d' \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g) \quad (\text{A.18})$$

Sendo que d', e, f e g são obtidos para cada condição de escoamento (segregado ascendente, intermitente ascendente, distribuído ascendente e todos os regimes descendentes), de acordo com com valores preconizados por BEGGS e BRILL.

De posse do valor de H_L , pode-se calcular o componente do gradiente de pressão devido à fricção através da Equação A.19.

$$\left(-\frac{dp}{dL} \right)_f = \frac{f_{tp} \rho_n u_m^2}{2 g_c D} \quad (\text{A.19})$$

Onde

f_{ip} : fator de fricção com escorregamento

f_n : fator de fricção normalizado

O fator de fricção com escorregamento (f_{ip}) também pode ser escrito da forma:

$$f_{ip} = f_n \frac{f_{ip}}{f_n} \quad (\text{A.20})$$

O parâmetro f_n é obtido através do diagrama de Moody (considerando tubo liso) com o número de Reynolds dado por:

$$N_R = \frac{\rho_n u_m D}{\mu_n} \quad (\text{A.21})$$

A razão f_{ip}/f_n é obtida através da Equação B20 a seguir:

$$\frac{f_{ip}}{f_n} = e^s \quad (\text{A.22})$$

Onde

$$s = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 [\ln(y)]^2 + 0,01853 [\ln(y)]^4} \quad (\text{A.23})$$

e

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_L(\phi)]^2} \quad (\text{A.24})$$

Deve-se atentar que o valor de s se torna descontínuo no intervalo $1 < y < 1,2$, e, portanto neste intervalo s é calculado por:

$$s = \ln(2,2y - 1,2) \quad (\text{A.25})$$

Finalmente, o gradiente de pressão pode ser expresso por:

$$\left(-\frac{dp}{dL}\right)_T = \frac{\left(-\frac{dp}{dL}\right)_{el} + \left(-\frac{dp}{dL}\right)_f}{1 - E_k} \quad (\text{A.26})$$

Onde E_k pode ser aproximado por:

$$E_k = \frac{\rho_s u_m v_{sg}}{g_c p} \quad (\text{A.27})$$

e

$$\left(-\frac{dp}{dL}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \text{sen}(\phi) \quad (\text{A.28})$$

Contribuição de PALMER [48,50]

Após realizar um estudo experimental, PALMER concluiu que a correlação de BEGGS e BRILL superestimava o valor de *holdup* em trechos ascendentes e descendentes e propôs constantes multiplicativas que corrigiam os valores calculados [50]. Este estudo experimental foi realizado em um tubo de 2" e 550 pés de comprimento, utilizando como fluidos gás natural e água. Outra contribuição foi a sugestão de calcular o fator de fricção levando em conta a rugosidade da tubulação. Como apresentado anteriormente, na correlação de BEGGS e BRILL o *holdup* é um dado de entrada para o cálculo do gradiente de pressão. Por este motivo, influencia diretamente neste cálculo e a experiência mostra que a contribuição de PALMER resultou em melhoria significativa no cálculo do gradiente de pressão para a correlação de BEGGS e BRILL [50].

**ANEXO B – CONCEITOS BÁSICOS DE
CONFIABILIDADE**

ANEXO B – CONCEITOS BÁSICOS DE CONFIABILIDADE

B.1 Falhas e Modos de Falha [33]

Falha de um item é definida como “o fim de sua capacidade de executar a função requerida”, ou seja, o elemento perdeu a habilidade em executar a função requerida. As falhas podem ser classificadas da seguinte maneira:

- Falhas repentinas e falhas graduais: como exemplo de falha repentina pode-se citar a falha em fechar uma válvula. A perda de calibração de um sensor exemplifica uma falha gradual. No caso de falhas graduais, deve-se definir claramente o que deve ser considerado ou não falha;
- Falhas reveladas (ou evidentes) e falhas não reveladas (ou ocultas): falhas reveladas são detectadas instantaneamente quando ocorrem. As falhas não reveladas são normalmente detectadas somente durante o teste do componente.

Modo de falha é definido como o efeito pelo qual se observa a falha de um item. O termo item é usado para denotar qualquer componente, sistema ou subsistema, dependendo do contexto em análise. Um item pode representar, por exemplo, um sistema submarino completo ou apenas uma válvula submarina.

Os itens possuem uma ou mais funções. O não cumprimento de uma dessas funções define um modo de falha. Podem ser citados como exemplos de modos de falhas, no caso de válvulas gaveta submarinas, os seguintes: falha em abrir, falha em fechar, vazamento através da válvula na posição fechada e vazamento para o ambiente.

É importante enfatizar a diferença entre modo de falha e mecanismo de falha. Entende-se por mecanismo de falha os processos químicos, físicos ou outros que deterioram um item, podendo levá-lo à falha.

B.2 Confiabilidade

Confiabilidade pode ser definida como a capacidade de um item executar uma determinada função, sob dadas condições ambientais e operacionais, e por um período de tempo determinado [33].

Matematicamente, pode-se definir confiabilidade como a probabilidade de um item poder desempenhar uma função requerida, sob dadas condições, durante um dado intervalo de tempo (t_1, t_2) . Para itens não-reparáveis, a confiabilidade $R(t_1, t_2)$ para um dado intervalo (t_1, t_2) , $0 < t_1 < t_2$, é equivalente a confiabilidade $R(0, t_2)$ para o intervalo $(0, t_2)$ e, portanto, não é frequentemente utilizada. Mais utilizada é a função de confiabilidade $R(t) = R(0, t)$ [50,51]. Sendo a confiabilidade $(R(t))$ uma função que varia com o tempo e τ o instante no qual o componente falha (uma variável aleatória com função de distribuição contínua), $R(t)$ é a probabilidade de que o item continue desempenhando sua função no intervalo $(0, t]$, conforme mostra a equação abaixo [53].

$$R(t) = P(\tau \geq t) \quad (\text{B.1})$$

B.3 Função de Distribuição Acumulada de Falha

Esta função, chamada de $F(t)$, é a função de distribuição acumulada de falha para o instante t , ou simplesmente função acumulada de falhas. Ela mostra a probabilidade do item falhar no período de tempo compreendido entre os instantes t_1 e t_2 , por exemplo. É representada graficamente por uma função de distribuição de densidade acumulada. A fórmula a seguir expressa esta função [54]:

$$F(t_2) - F(t_1) = \int_{t_1}^{t_2} f(t) \cdot dt \quad (\text{B.2})$$

B.4 Função Densidade de Probabilidade de Falha

A função densidade de probabilidade de falha (para o instante t), representa a estatística da falha, e é a derivada de $F(t)$. Sua representação matemática é a seguinte [50,51]:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (\text{B.3})$$

B.4.1 Distribuição Exponencial

A função densidade de probabilidade de uma variável aleatória com distribuição exponencial é definida como [55]:

$$f(x) = \lambda \cdot e^{-\lambda x} \quad x \geq 0, \lambda > 0 \quad (\text{B.4})$$

Na qual a média e a variância da distribuição exponencial são respectivamente [55]:

$$\mu = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{B.5})$$

e

$$\delta^2 = \frac{1}{\lambda^2} \quad (\text{B.6})$$

Esta distribuição é aplicada quando o componente em questão está em seu período de vida útil, sendo a sua taxa de falha constante e representada por λ . O valor médio desta distribuição é chamado de tempo médio para falhar, ou MTTF (em inglês, *Mean Time to Fail*). Desta forma a taxa de falhas é constante ao longo do tempo, o que implica que o componente ou sistema não sofre envelhecimento ou desgaste que afete sua probabilidade de falha. A confiabilidade em função do tempo é dada por [55]:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (\text{B.7})$$

A Figura B 1, a seguir, ilustra, no gráfico da esquerda, a densidade de probabilidade, no gráfico central o comportamento da confiabilidade com o tempo e na esquerda a taxa de falha.

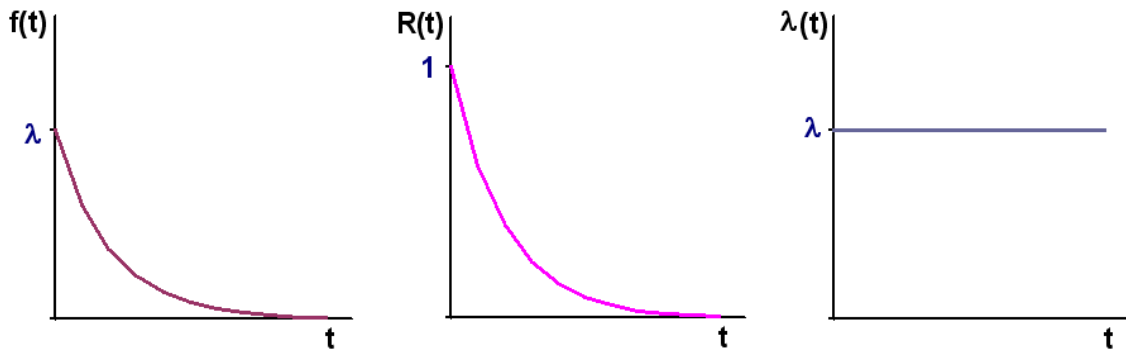


Figura B 1 - Gráficos da distribuição exponencial [56].

B.5 Taxas de Falha Instantânea e Média [50,51]

Taxa de Falha Instantânea ($\lambda(t)$): limite, se existir, da razão da probabilidade condicional de que a falha de um item ocorra em um dado intervalo de tempo $(t, t+\Delta t)$, visto que o item estava disponível no instante t , pela duração Δt deste intervalo, quando Δt tende a zero. Matematicamente, temos que:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_r [t < T < (t + \Delta t) | T > t]}{\Delta t} \quad (\text{B.8})$$

Onde:

$\lambda(t)$ - Representa a velocidade com que as falhas se manifestam.

$\lambda(t) \cdot \Delta t$ - Probabilidade do componente que funciona em $t=0$, falhe entre t e $t+\Delta t$.

$$\lambda(t) = \frac{[F(t+\Delta t) - F(t)]}{R(t)} \cdot \frac{1}{\Delta t} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (\text{B.9})$$

Taxa de Falha Média ($\bar{\lambda}(t_1, t_2)$): média da taxa de falha instantânea em um dado intervalo de tempo (t_1, t_2) . A taxa da falha média se relaciona com a taxa de falha instantânea pela equação:

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \quad (\text{B.10})$$

B.6 Tempo Médio para Falhar (MTTF, em inglês *Mean Time to Failure*)

O MTTF, tempo médio até a falha, é expresso pela equação a seguir [50,51]:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (B.11)$$

B.7 Manutenibilidade [50,51]

Mantenabilidade (em inglês, *maintainability*) é a capacidade de um item ser mantido ou relocado em condições de executar suas funções requeridas, sob condições de uso especificadas, quando a manutenção é executada sob condições determinadas e mediante procedimentos e meios prescritos.

O termo “manutenibilidade” é também usado como uma medida de desempenho de manutenibilidade. Adotando-se este enfoque, este termo pode ser definido como a probabilidade de uma dada ação de manutenção efetiva, para um item sob dadas condições de uso, poder ser efetuada dentro de um intervalo de tempo determinado, quando a manutenção é feita sob condições estabelecidas e usando procedimentos e recursos prescritos. É a probabilidade de restabelecer a um item suas condições de funcionamento específicas, em limites de tempo desejados, quando a manutenção é conseguida nas condições e com meios prescritos. Ou melhor, probabilidade de um componente falho no tempo $t=0$ esteja em serviço no tempo “ t ”. Matematicamente, a manutenibilidade ($M(t)$) pode ser expressa pela seguinte equação:

$$M(t) = 1 - \exp \left[- \int_0^t \mu(t) dt \right] \quad (B.12)$$

B.8 Disponibilidade e Indisponibilidade [50,51]

Disponibilidade (em inglês, *availability*) é a capacidade de um item estar em condições de executar uma certa função em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua

confiabilidade, manutenibilidade e suporte de manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados.

O termo “disponibilidade” é também usado como uma medida do desempenho de disponibilidade. Adotando-se este enfoque, disponibilidade instantânea pode ser definida como a probabilidade de um item ser capaz de desempenhar uma função requerida sob dadas condições, em um dado instante, supondo-se que os recursos externos tenham sido providos. A disponibilidade média é definida como a média da disponibilidade instantânea durante um dado intervalo de tempo (t1,t2).

Numa situação na qual a falha seja imediatamente detectada e o item possa ser reparado para a condição de tão bom quanto novo (em inglês, *as good as new*) após cada falha, a seguinte equação pode ser usada para a disponibilidade (A):

$$A = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (B.13)$$

Indisponibilidade instantânea é a probabilidade de um item não ser capaz de desempenhar uma função requerida sob dadas condições, em um dado instante, supondo-se que os recursos externos tenham sido providos. Indisponibilidade média é a média da indisponibilidade instantânea durante um dado intervalo de tempo (t1,t2).

ANEXO C - ANÁLISE FMEA

ANEXO C – ANÁLISE FMEA

| No ID | Componente | Função | Evento Topo | Modo de Falha | Causa da Falha | Detecção | Efeito da Falha sobre o Sistema | Severidade |
|-------|---|---|-------------|-------------------|---|--|--|------------|
| 1 | Conector | Conectar o módulo de bombeamento à base do sistema de separação submarina | ET1 | Vazamento externo | Dano nas áreas de vedação do anel AX ou falta de pré-carga do conector | Alteração na pressão do sistema ou visualização do vazamento para o mar. | Possibilidade de parada da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 4 |
| 2 | Válvula gaveta manual 4" normalmente aberta | Permitir a entrada da água produzida nas cápsulas de bombas BCSS, durante operação normal. Impedir a passagem de fluxo quando das operações de limpeza para retirada do módulo de bombeamento. | ET1 | Vazamento externo | Na vedação castelo x corpo: dano nas áreas de vedação do anel BX ou falta de aperto dos parafusos. Na haste da válvula: dano ou má montagem do engaxetamento. | Alteração na pressão do sistema ou visualização do vazamento para o mar. | Possibilidade de parada da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 4 |
| 3 | Válvula gaveta manual 4" normalmente aberta | Permitir a saída da água produzida bombeada pelas bombas BCSS, durante operação normal. Bloquear fluxo quando das operações de limpeza do sistema para retirada do módulo de bombeamento. | ET1 | Vazamento externo | Na vedação castelo x corpo: dano nas áreas de vedação do anel BX ou falta de aperto dos parafusos. Na haste da válvula: dano ou má montagem do engaxetamento. | Alteração na pressão do sistema ou visualização do vazamento para o mar. | Possibilidade de parada da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 4 |

| No ID | Componente | Função | Evento Topo | Modo de Falha | Causa da Falha | Deteccção | Efeito da Falha sobre o Sistema | Severidade |
|--------------|---|--|--------------------|--|---|---|--|-------------------|
| 4 | Válvula gaveta manual 4" normalmente fechada | Bloquear fluxo, durante operação normal, e permitir fluxo quando da limpeza do sistema para retirada do módulo de bombeamento. | ET1 | Vazamento externo | Na vedação castelo x corpo: dano nas áreas de vedação do anel BX ou falta de aperto dos parafusos. Na haste da válvula: dano ou má montagem do engaxetamento. | Alteração na pressão do sistema ou visualização do vazamento para o mar. | Possibilidade de parada da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 4 |
| 5 | Conexões flangeadas no bloco de válvulas e nas cápsulas das bombas BCSS | Fazer conexão de tubulações. | ET1 | Vazamento externo | Dano nas áreas de vedação do anel BX ou falta de aperto dos parafusos. | Alteração na pressão do sistema ou visualização do vazamento para o mar. | Possibilidade de parada da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 4 |
| 6 | Conjuntos moto-bomba BCSS | Bombear a água produzida para injeção no reservatório. | ET2 | Parada da bomba | Desgaste natural, presença de sólidos além do previsto na corrente líquida. | Elevação do nível de líquido no separador submarino e instrumentação de superfície indicando parada da(s) bomba(s). | Parada imediata da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 5 |
| 7 | Mangueiras elétricas de potência | Transmitir potência elétrica para os conjuntos moto-bomba BCSS. | ET3 | Falha de transmissão de potência elétrica. | Ruptura de mangueira elétrica de potência. | Instrumentação de superfície indicando parada da(s) bomba(s). | Parada imediata da re-injeção e retirada do módulo de bombeamento. | 5 |

**ANEXO D – PLANILHA DE CÁLCULO DO CUSTO DA
INDISPONIBILIDADE DO EXEMPLO DE APLICAÇÃO**

ANEXO D - PLANILHA DE CÁLCULO DO CUSTO DA INDISPONIBILIDADE DO EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Dados de entrada: células com cor de fundo

Resultado intermediário: célula com cor de fundo

Resultado final: célula com cor de fundo



1. Dados básicos de entrada

Sistema: Bombas BCS no leito marinho

Vida do sistema (anos):

20

Preço do barril de petróleo (US\$):

80

Taxa de desconto:

15,0%

Percentual da capacidade de processamento disponibilizada na plataforma pela separação submarina, efetivamente utilizado para a abertura ou reabertura de poço(s) produtor(es).

100,0%

Vazão de produção (Q) do poço selecionado que chega à plataforma sem a utilização do sistema de separação submarina (produção média anual em barris/dia)

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Q _{líquido} | 21322 | 20228 | 19681 | 19473 | 18096 | 18473 | 18190 | 17863 | 17347 | 17712 |
| Q _{óleo} | 10661 | 8091 | 5904 | 4868 | 3619 | 2771 | 2001 | 1786 | 1388 | 1417 |
| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Q _{líquido} | 17687 | 17165 | 17517 | 16982 | 17146 | 17316 | 17668 | 17498 | 17674 | 18215 |
| Q _{óleo} | 1415 | 1202 | 1226 | 1019 | 1029 | 1039 | 1060 | 875 | 884 | 911 |

Vazão de produção (Q) do poço selecionado que chega à plataforma com a utilização do sistema de separação submarina (produção média anual em barris/dia)

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Q _{líquido} | 13152 | 11391 | 9995 | 9347 | 8164 | 7510 | 6963 | 6724 | 6315 | 6447 |
| Q _{óleo} | 10522 | 8315 | 6297 | 5328 | 4082 | 3079 | 2298 | 2084 | 1642 | 1676 |

| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Q _{líquido} | 6447 | 6145 | 6271 | 5975 | 6038 | 6038 | 6221 | 6466 | 6523 | 6692 |
| Q _{óleo} | 1676 | 1413 | 1442 | 1195 | 1208 | 1208 | 1244 | 1099 | 1109 | 1138 |

Estimativa do ganho de vazão de óleo (Q_{óleo}) com a utilização do sistema de separação submarina, devido à menor contrapressão hidrostática (vazão média anual em barris/dia)

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Q _{óleo} | -140 | 224 | 392 | 459 | 463 | 308 | 297 | 298 | 254 | 259 |
| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| Q _{óleo} | 261 | 212 | 216 | 176 | 179 | 169 | 184 | 224 | 225 | 227 |

Diferença entre as vazões de produção ($\Delta Q_{\text{líquido}}$) que chegam à plataforma sem e com a utilização do sistema de separação submarina (vazão média anual em barris/dia)

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\Delta Q_{\text{líquido}}$ | 8170 | 8837 | 9686 | 10127 | 9932 | 10963 | 11227 | 11139 | 11032 | 11265 |
| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| $\Delta Q_{\text{líquido}}$ | 11240 | 11020 | 11246 | 11007 | 11108 | 11278 | 11447 | 11032 | 11152 | 11523 |

Vazões de produção (Q) de poços que podem ser postos em operação, com a utilização do sistema de separação submarina (vazão média anual em barris/dia)

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------------------------|------|------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Q _{líquido} | 8170 | 8837 | 9686 | 10127 | 9932 | 10963 | 11227 | 11139 | 11032 | 11265 |
| FA (Fração de Água) | 0,50 | 0,60 | 0,70 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,89 | 0,90 | 0,92 | 0,92 |
| Q _{óleo} | 4085 | 3535 | 2906 | 2532 | 1986 | 1644 | 1235 | 1114 | 883 | 901 |

| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Q _{líquido} | 11240 | 11020 | 11246 | 11007 | 11108 | 11278 | 11447 | 11032 | 11152 | 11523 |
| FA (Fração de Água) | 0,92 | 0,93 | 0,93 | 0,94 | 0,94 | 0,94 | 0,94 | 0,95 | 0,95 | 0,95 |
| Q _{óleo} | 899 | 771 | 787 | 660 | 666 | 677 | 687 | 552 | 558 | 576 |

2. Dados de confiabilidade

Frequência de falhas (em falhas/hora) do evento ET1 =

| |
|---|
| * |
| * |
| * |

Frequência de falhas (em falhas/hora) do evento ET2 =

Frequência de falhas (em falhas/hora) do evento ET3 =

3. Custo de indisponibilidade (US\$ mil)

Número de dias de parada de injeção/produção

Evento ET1 =

| |
|-----|
| 4,5 |
| 4,5 |
| 4,5 |

Evento ET2 =

Evento ET3 =

Custo anualizado das perdas de produção

| Ano | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| US\$ (mil) | 578 | 551 | 483 | 438 | 359 | 286 | 225 | 207 | 167 | 170 |
| Ano | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| US\$ (mil) | 170 | 144 | 147 | 123 | 124 | 124 | 128 | 114 | 115 | 118 |

Custo de indisponibilidade ** =

| |
|---------|
| 1947,77 |
|---------|

* Dados censurados devido a acordo de confidencialidade.

** Valor presente.

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)