

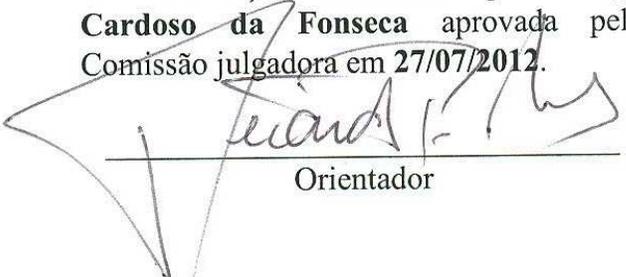
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TIAGO CARDOSO DA FONSECA

**Metodologia de Análise de Integridade para  
Projetos de Poços de  
Desenvolvimento da Produção**

CAMPINAS  
2012

Este exemplar corresponde à redação final da dissertação defendida por **Tiago Cardoso da Fonseca** aprovada pela Comissão julgadora em **27/07/2012**.



\_\_\_\_\_  
Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

# **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção**

Autor: Tiago Cardoso da Fonseca  
Orientador: Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes  
Co-orientador: Prof. Dr. Kazuo Miura

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo  
Área de Concentração: Exploração

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2012  
SP – Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

D11m Da Fonseca, Tiago Cardoso  
Metodologia de análise de integridade para projetos de poço de desenvolvimento da produção / Tiago Cardoso da Fonseca. --Campinas, SP: [s.n.], 2012.

Orientador: José Ricardo Pelaquim Mendes  
Coorientador: Kazuo Miura.  
Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Poços de petróleo - Projetos. 2. Engenharia do petróleo - Equipamentos e acessórios. 3. Confiabilidade (Engenharia). 4. Poços de petróleo. 5. Engenharia de petróleo. I. Mendes, José Ricardo Pelaquim, 1971-. II. Miura, Kazuo. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. IV. Título.

Título em Inglês: A methodology for production development wells integrity analysis

Palavras-chave em Inglês: Oil wells - Projects, Petroleum engineering - Equipment and accessories, Reliability (Engineering), Oil wells - Design, Petroleum engineering

Área de concentração: Exploração

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Celso Kazuyuki Morooka, Augusto Borella Hougaz

Data da defesa: 27-07-2012

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

# **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção**

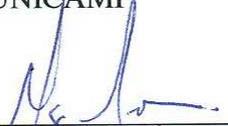
Autor: Tiago Cardoso da Fonseca  
Orientador: Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes  
Co-orientador: Prof. Dr. Kazuo Miura

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



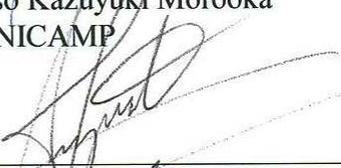
---

Prof. Dr. José Ricardo Pelaquim Mendes, Presidente  
DEP/FEM/UNICAMP



---

Prof. Dr. Celso Kazuyuki Morooka  
DEP/FEM/UNICAMP



---

Prof. Dr. Augusto Borella Hougaz  
PETROBRAS/E&P-CPM / Universidade Católica de Santos

Campinas, 27 de julho de 2012

## **DEDICATÓRIA**

A Marcia e Dimas, meus pais, exemplos de persistência, amor à vida e à família.

A Danielle, minha esposa, companheira e incentivadora.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha mãe, Marcia, agradeço pelo amor e carinho incondicionais, pelo incentivo e por estar sempre por perto.

Ao meu pai, Dimas, meu maior incentivador para a conclusão deste projeto e que estará sempre presente em pensamento, agradeço pelas conversas e lições de vida que me mostraram os caminhos.

À minha irmã, Natascha, agradeço pela amizade e pelo cuidado, e por ser sempre um ponto de equilíbrio na família.

Ao meu orientador, José Ricardo P. Mendes, agradeço pela confiança, pelo apoio nas decisões sobre os rumos deste projeto e, principalmente, por ter me apresentado à Engenharia de Petróleo.

Ao meu co-orientador, Kazuo Miura, agradeço pela inspiração, pelos ensinamentos técnicos e pelas lições de vida e de humildade.

Aos professores Celso K. Morooka e Ivan R. Guilherme, agradeço pela imensurável contribuição à minha formação acadêmica.

À Petrobras, agradeço pelo suporte para a realização deste trabalho.

Ao gerente Paulo S. Rovina, agradeço pelos ensinamentos técnicos e pela liderança.

Aos colegas da Engenharia de Completação, André F. Lázaro, Mario Germino F. da Silva, Paulo R. S.P. da Fonseca, Ronaldo G. Izetti e Wellington Campos, agradeço pela amizade e convívio diário, e em especial a Paulo Guilherme O. de Oliveira e Eduardo dos S. Radespiel, agradeço também pelas discussões que me ajudaram a concluir este trabalho.

Agradeço o apoio dos colegas da Petrobras que contribuíram em distintas fases e em distintas formas para a realização deste trabalho: Alfonso H. C. Silva, Anderson R. dos Santos, Augusto Borella Hougaz, Carlos Magno C. Jacinto, Carlos F. de Sousa, Eduardo Schnitzler,

Emmanuel F. Nogueira, Fabiana A. Galvão, Fernanda da S. F. de Souza, Fernando A. S. Medeiros, Heitor R. de P. Lima, José Luiz Falcão, José Ramon F. Moreiras, José Roberto F. Moreira, Luciano F. Gonzalez, Luis Gustavo A. Barros, Matheus H. Pedrassa, Nelson Moreira Jr., Nilo de M. Jorge, Raquel dos Santos, Renato da S. Pinheiro, Simone da S. S. Hijjar e Thiago P. A. Muniz. Agradeço especialmente à colega de docência, Flávia Petersen, e aos alunos do curso de Barreiras de Segurança, pelas discussões em sala de aula e fora dela.

Agradeço aos funcionários e professores do DEP, por lá me fazerem sentir em casa desde 2001, em especial a Alice K. Obata, Délcio A. R. da Silva, Fátima S. S. Lima, Giselle A. M. Palermo e Leandro A. Fernandes.

Agradeço a Mônica Tenenbaum, Marina Monteiro e Fernando Abe, que me ajudaram a manter o foco e a motivação me emprestando seus ouvidos e retornando palavras de incentivo.

Finalmente, agradeço à minha esposa, Danielle, pelo amor, pela amizade, cumplicidade, pelo carinho, incentivo e pela presença, em todos os momentos.

Slow down; the end is not as fun as the start.  
Please stay a child somewhere in your heart.

*Bono Vox*

The future still looks good and you've got  
time to rectify all the things you should. Do  
what you want to do and go where you're  
going to.

*George Harrison*

## **RESUMO**

DA FONSECA, Tiago Cardoso, Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Desenvolvimento da Produção. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 130 p. Dissertação de Mestrado.

Integridade de poço pode ser entendida como sua capacidade de evitar vazamentos para o meio ambiente e é uma importante característica de um poço de petróleo. Uma das formas de evitar vazamentos durante a fase de produção é realizar intervenções de manutenção que conservem os poços em situações seguras e com barreiras de segurança sobressalentes. A previsão de custos relativos às intervenções para manutenção deve ser levada em conta nas fases iniciais dos projetos de Desenvolvimento da Produção, quando se planeja e se avalia técnica e economicamente a campanha de construção de poços. Este trabalho apresenta uma metodologia para análise de integridade de poços de Desenvolvimento da Produção que considera a existência de estados intermediários, onde não há perda de integridade, mas o sistema poço encontra-se degradado, fundamentando-se nos conceitos de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) propostos por Miura (2004) e em técnicas de Engenharia de Confiabilidade. A metodologia pode ser utilizada na previsão de recursos para as intervenções de manutenção de uma campanha de construção e operação de poços. Através do tempo esperado para falha de cada um dos CSB presentes na configuração de completação é possível se estimar quando o estado de integridade do poço passará a depender de um único Conjunto Solidário de Barreiras e qual a expectativa para que haja vazamento (ausência de CSB).

### Palavras-Chave

Integridade de Poço, Barreiras de Segurança, Confiabilidade, Completção, Desenvolvimento da Produção, Projeto de Poços de Petróleo.

## **ABSTRACT**

DA FONSECA, Tiago Cardoso, A Methodology for Production Development Wells Integrity Analysis. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2012. 130 p. Dissertação de Mestrado.

Well integrity may be defined as its capability to prevent leaks to the environment and is therefore a very important feature for oil and gas wells. One way to avoid leaks during the well operation is to perform maintenance interventions, seeking to keep redundancy in the well's safety barriers. Cost assessment regarding the wells maintenance interventions shall be done during the initial phases of the Production Development project, when the wells construction campaign is both technically and economically evaluated. This work presents a methodology for petroleum wells integrity analysis considering the existence of intermediate stages, when the integrity has not been lost but the well is considered to be in a degraded status. The method is based on the Barrier Integrated Sets (BIS), proposed by Miura (2004, in Portuguese) and described by Miura et al. (2006 [1]), and on Reliability Engineering techniques. The methodology may be used for maintenance interventions resource assessment considering a well construction campaign. Through the computation of the mean time to failure of each BIS identified in the completion configuration it is possible to estimate when the well is in a degraded status, relying in a single Barrier Integrated Set and well the well is expected to leak (no BIS).

### Key Words

Well Integrity, Safety Barriers, Reliability, Completion, Production Development, Petroleum Well Design.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xix</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xxi</b>
<b>LISTA DE NOMENCLATURAS .....</b>	<b>xxii</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Aspectos Gerais .....	1
1.2. Cenários de Exploração e Produção .....	2
1.3. Revisão Bibliográfica: Avaliação de Risco de Projetos de Completação.....	3
1.4. Objetivos .....	5
1.5. Organização do Trabalho.....	6
<b>2. ENGENHARIA DE POÇOS DE PETRÓLEO SUBMARINOS .....</b>	<b>7</b>
2.1. Breve História do Petróleo.....	7
2.2. Engenharia de Poços.....	9
2.2.1. Atividades da Engenharia de Poço .....	9
2.2.2. Segurança Operacional e Integridade de Poço.....	12
2.2.3. Poços de Petróleo Submarinos .....	14
<b>3. TÓPICOS EM ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE .....</b>	<b>23</b>
3.1. Aspectos Básicos e Históricos da Engenharia de Confiabilidade.....	23
3.2. Fatores para Determinação da Confiabilidade .....	24
3.2.1. Função (Funcionalidade) .....	24

3.2.2. Ambiente (Condições Operacionais).....	24
3.2.3. Tempo (Missão).....	25
3.2.4. Probabilidade.....	25
<b>3.3. Abordagens Probabilísticas .....</b>	<b>25</b>
3.3.1. Eventos Aleatórios.....	25
3.3.2. Variáveis Aleatórias.....	27
<b>3.4. Análise por Árvore de Falhas .....</b>	<b>31</b>
3.4.1. Evento Topo .....	31
3.4.2. Simbologia.....	32
3.4.3. Exemplo de Análise de Confiabilidade .....	32
3.4.4. Cortes Mínimos .....	35
<b>4. CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS.....</b>	<b>37</b>
4.1. Integridade de Poço e Barreiras de Segurança .....	37
4.2. Conjunto Solidário de Barreiras .....	43
4.3. Grafos de Barreiras e Grafos de CSB .....	47
<b>5. ANÁLISE DO PROJETO DE COLUNA DE COMPLETAÇÃO.....</b>	<b>49</b>
5.1. Métodos de Análise do Projeto de Coluna de Completação .....	49
5.2. Avaliação de Risco na Fase de Produção de Poços Marítimos.....	49
5.2.1. Definição do escopo de completação.....	50
5.2.2. Definição do Evento Topo Indesejado.....	52
5.2.3. Definição das cavidades onde a pressão pode ser trapeada entre o reservatório e o meio ambiente.....	52
5.2.4. Identificação dos modos de falha das barreiras e caminhos de vazamento .....	54

5.2.5. Identificação da tolerância à falha do sistema .....	57
5.2.6. Identificação dos vetores de barreiras.....	57
5.2.7. Identificação dos cortes mínimos (minimal cut sets) e AdF.....	60
5.2.8. Cálculo da probabilidade de vazamento .....	64
<b>5.3. Análise de Confiabilidade do Projeto de Colunas de Completação com Base em Conjuntos Solidários de Barreiras .....</b>	<b>65</b>
5.3.1. Definição do escopo de completação.....	66
5.3.2. Identificação das barreiras de segurança e conjuntos solidários de barreiras do projeto do poço .....	66
5.3.3. Identificação da taxa de falha esperada para os equipamentos da completação .....	67
5.3.4. Construção dos grafos de barreiras e CSB.....	68
5.3.5. Quantificação da confiabilidade do sistema “poço completado” .....	71
<b>6. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>74</b>
<b>6.1. Avaliação de Risco na Fase de Produção de Poços Marítimos.....</b>	<b>74</b>
6.1.1. Definição do escopo de completação analisado, com descrição dos equipamentos... 74	74
6.1.2. Definição do evento indesejado.....	74
6.1.3. Definição das cavidades onde a pressão pode ser trapeada entre o reservatório e o meio ambiente.....	74
6.1.4. Identificação dos modos de falha das barreiras e caminhos de vazamento .....	75
6.1.5. Identificação da tolerância à falha do sistema .....	75
6.1.6. Identificação dos vetores de barreiras.....	75
6.1.7. Identificação dos cortes mínimos (minimal cut sets).....	76
6.1.8. Cálculo da Probabilidade de Vazamento.....	76

6.2. Análise de Confiabilidade do Projeto de Colunas de Completação com Base em Conjuntos Solidários de Barreiras .....	79
6.2.1. Definição do escopo de completação analisado, com descrição dos equipamentos... 79	
6.2.2. Identificação das barreiras de segurança e Conjuntos Solidários de Barreiras do projeto do poço .....	80
6.2.3. Identificação da taxa de falha esperada para os equipamentos da completação .....	80
6.2.4. Construção dos grafos de barreiras e CSB.....	80
6.2.5. Quantificação da confiabilidade do sistema “poço completado” .....	81
6.3. Comparativo das Metodologias .....	83
6.3.1. Resultados.....	83
6.3.2. Aspecto Temporal.....	86
6.3.3. Comparação com Dados Reais .....	86
6.3.4. Aspectos Gerais .....	92
<b>7. CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
7.1. Metodologias para Análise de Integridade .....	95
7.2. Próximos Passos.....	95
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>97</b>
<b>ANEXO A: DADOS DE CONFIABILIDADE .....</b>	<b>101</b>
<b>ANEXO B: E&amp;P-OFFICE .....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO C: SAGA – SAFETY GRAPH ANALYZER.....</b>	<b>107</b>
<b>ANEXO D: ÁRVORES DE FALHA .....</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO E: GRAFOS DAS BARREIRAS E CSB .....</b>	<b>127</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Representação esquemática da função integridade de poço.....	13
Figura 2.2: Sistema Estrutural – SCPS e suspensores de revestimento.....	15
Figura 2.3: Programa de revestimento.....	16
Figura 2.4: Esquemas detalhados de BAP e ANM.....	17
Figura 2.5: Sistema de Controle de Produção/Injeção.....	19
Figura 2.6: Esquema simplificado de coluna de produção .....	20
Figura 3.1: (a) Histograma de falhas e (b) cumulativo – <i>função de falha</i> do componente.....	28
Figura 3.2: <i>Função confiabilidade</i> (ou de sobrevivência) do componente .....	29
Figura 3.3: Taxa de falha do componente – <i>curva da banheira</i> .....	30
Figura 3.4: Alguns símbolos utilizados em análises por Árvore de Falhas.....	32
Figura 3.5: Árvore de Falha para <i>Falha do Dispositivo de Segurança</i> .....	34
Figura 3.6: Árvore de Falha para <i>Falha da Função de Segurança</i> .....	35
Figura 3.7: Árvore de Falhas para identificação de cortes mínimos .....	36
Figura 4.1: Barreiras de Segurança para Produção, adaptado de NORSOK (2004).....	39
Figura 4.2: Caminhos para avaliação de integridade em um poço de petróleo .....	41
Figura 4.3: Duas barreiras de segurança por caminho.....	42
Figura 4.4: Atalhos de vazamentos contornando “duas barreiras por caminho” .....	44
Figura 4.5: Dois Conjuntos Solidários de Barreiras no poço .....	45
Figura 4.6: Conjuntos Solidário de Barreiras para Produção (adaptado de NORSOK, 2004).....	45
Figura 4.7: Grafo de barreira para “Dispositivo de Segurança de Subsuperfície”, com indisponibilidade em relação ao modo de falha “Vazamento Coluna-Anular” .....	47
Figura 4.8: Grafo do CSB Primário para o poço produtor da Figura 4.6 .....	48
Figura 5.1: Esquema de completação de poço considerado na aplicação da metodologia.....	51
Figura 5.2: Mapeamento das cavidades do poço .....	53
Figura 5.3: Caminhos de vazamento identificados no projeto de completação analisado .....	55

Figura 5.4: Modos de falha e caminhos de vazamento.....	56
Figura 5.5: Tolerância à falha dos caminhos de vazamento.....	58
Figura 5.6: Vetores de barreiras.....	59
Figura 5.7: AdF para o evento topo indesejável.....	61
Figura 5.8: AdF para o corte mínimo K01 .....	62
Figura 5.9: AdF para o corte mínimo K22 .....	63
Figura 5.10: Dados dos eventos básicos (a) vazamento externo da M1 e (b) vazamento colunar do mandril de <i>gas lift</i> .....	65
Figura 5.11: (a) CSB – COP + DSSS e (b) CSB – ANM.....	68
Figura 5.12: Grafo de barreiras do CSB Cauda de Produção .....	70
Figura 5.13: Grafo de barreiras do dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS) .....	70
Figura 5.14: Grafo de barreiras do CSB-ANM.....	71
Figura 5.15: Produção segura do poço em análise.....	72
Figura 6.1: AdF e resultado do E&P-Office para o corte mínimo K01 .....	78
Figura 6.2: Grafo da barreira “Válvula de produção M1” .....	81
Figura 6.3: Produção segura considerando atuação de todas as barreiras .....	90
Figura 6.4: Distribuição real e calculada pela metodologia das intervenções motivadas por falhas nas barreiras de segurança .....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Nomenclatura das válvulas do conjunto BAP-ANM.....	18
Tabela 2.2: Nomenclatura dos acessórios da COP/COI.....	19
Tabela 4.1: Descrição das barreiras e elementos de barreiras, adaptado de NORSOK (2004) .....	39
Tabela 4.2: Descrição dos Conjuntos Solidários de Barreiras, adaptado de NORSOK (2004) ....	46
Tabela 5.1: Modos e taxas de falhas de alguns equipamentos .....	64
Tabela 5.2: Barreiras de segurança, tipo e CSB .....	67
Tabela 5.3: Dados de confiabilidade dos equipamentos do CSB-COP+DSSS .....	69
Tabela 5.4: Dados de confiabilidade dos equipamentos do CSB-ANM .....	69
Tabela 6.1: Indisponibilidade dos cortes mínimos .....	78
Tabela 6.2: Cálculos de confiabilidade para cada barreira dos CSB identificados .....	81
Tabela 6.3: Resultados obtidos pela reprodução da metodologia proposta por Corneliusse (2006), considerando $\tau = 27$ anos .....	84
Tabela 6.4: Resultados obtidos pela metodologia proposta, considerando $\tau = 27$ anos .....	84
Tabela 6.5: Resultados obtidos pela metodologia proposta, considerando barreiras alternativas ( <i>backups</i> ) e $\tau = 27$ anos .....	85
Tabela 6.6: Completação dos poços submarinos em campanha de Desenvolvimento da Produção .....	87
Tabela 6.7: Intervenções de manutenção motivadas por falhas nas barreiras de segurança em campanha de Desenvolvimento da Produção .....	88
Tabela 6.8: CSB de projeto típico na campanha de Desenvolvimento da Produção do exemplo de aplicação .....	89
Tabela 6.9: Distribuição calculada e real de intervenções na campanha.....	91

## LISTA DE NOMENCLATURAS

### Letras Latinas

<b>C</b>	Corte
<i>f</i>	Proporção de componentes falhos em certo instante
<i>F</i>	Proporção de componentes falhos até certo instante
<b>K</b>	Corte Mínimo
<i>n</i>	Quantidade de componentes
<i>P</i>	Probabilidade
<i>R</i>	Confiabilidade
<i>Q</i>	Indisponibilidade
<i>t</i>	Instante de tempo

---

### Letras Gregas

$\lambda$	Taxa de falha	[1/h]
$\tau$	Tempo de missão	[anos]
$\phi$	Evento impossível	

---

### Superescritos

Tempo de análise da variável

---

### Subscrito

Escopo da variável

---

### Abreviações

**PKR**      Obturador (*packer*)

---

## **Siglas**

<b>AdF</b>	Árvore de Falhas
<b>ANM</b>	Árvore de Natal Molhada
<b>AI, AIV</b>	Válvula de Intervenção do Anular ( <i>Annulus Intervention Valve</i> )
<b>BAP</b>	Base Adaptadora de Produção
<b>BC</b>	Bacia de Campos
<b>boe</b>	Barril de Óleo Equivalente
<b>BOP</b>	Preventor de Erupções ( <i>Blowout Preventer</i> )
<b>CI</b>	Completação Inteligente
<b>CNP</b>	Conselho Nacional do Petróleo
<b>COP</b>	Coluna de Produção
<b>COI</b>	Coluna de Injeção
<b>CSB</b>	Conjunto Solidário de Barreiras
<b>DHSV</b>	Válvula de Segurança de Subsuperfície ( <i>Downhole Safety Valve</i> )
<b>DP</b>	Desenvolvimento da Produção
<b>DS</b>	Dispositivo de Segurança
<b>DSSS</b>	Dispositivo de Segurança de Subsuperfície
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>ESC</b>	Equipamento de Segurança Contingencial
<b>FNF</b>	Falha no Fechamento
<b>LDA</b>	Lâmina D'água
<b>M</b>	Meio-Ambiente
<b>M1, M2</b>	Válvulas Máster de Produção (1) e Anular (2)
<b>MGL</b>	Mandril de <i>Gas Lift</i>
<b>MIQ</b>	Mandril de Injeção Química
<b>MLF</b>	Mandril de Linha de Fluxo
<b>MPDG</b>	Mandril de PDG
<b>MTBF</b>	Tempo Médio entre Falhas ( <i>Mean Time Between Failures</i> )
<b>MTTF</b>	Tempo Médio para Falha ( <i>Mean Time to Failure</i> )
<b>PDG</b>	Sensor Permanente de Fundo ( <i>Permanent Downhole Gauge</i> )

<b>PPSBS</b>	Pólo Pré-sal da Bacia de Santos
<b>R</b>	Reservatório
<b>S1, S2</b>	Válvulas de Pistoneio ( <i>Swab</i> ) da Produção (1) e do Anular (2)
<b>SCPS</b>	Sistema de Cabeça de Poço Submarino
<b>TH</b>	Suspensor de Coluna ( <i>Tubing Hanger</i> )
<b>UEP</b>	Unidade Estacionária de Produção
<b>VCA</b>	Vazamento da Coluna para o Anular
<b>VCI</b>	Válvula de Completação Inteligente
<b>VE</b>	Vazamento Externo
<b>VI</b>	Vazamento Interno
<b>VPF</b>	Vazamento na Posição Fechada
<b>W1, W2</b>	Válvulas Laterais ( <i>Wings</i> ) de Produção (1) e Anular (2)
<b>XO</b>	Válvula <i>Crossover</i>

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Aspectos Gerais

**Petróleo** [do latim *petra+oleum*, “óleo de pedra”]: Combustível líquido natural constituído quase só de hidrocarbonetos, e que se encontra preenchendo os poros de rochas sedimentares, formando depósitos muito extensos (adaptado do Novo Dicionário Aurélio da Língua Portuguesa).

O petróleo vem sendo utilizado pelo homem como fonte de combustível desde o início da era cristã e, além de sua utilização no dia a dia das sociedades atuais para o transporte e aquecimento, o petróleo é ainda uma das principais fontes de energia elétrica do mundo. A participação do petróleo na matriz energética mundial em 2006 foi de aproximadamente 34,4%; este valor passa para 54,9% se for adicionada a participação do gás natural. Petróleo e gás natural serviram, nesse mesmo ano, de fonte para a geração de 25% da energia elétrica consumida no mundo (ANEEL, 2008).

A importância dos derivados de petróleo na sociedade atual explica o crescimento da atividade de extração deste minério a partir de 1859, ano em que o poço considerado pioneiro para a extração comercial de petróleo foi construído pelo “Coronel” Edwin Drake. A crescente demanda por petróleo e seus derivados levou a indústria a explorar e produzir em ambientes cada vez mais hostis, desde desertos e regiões polares até lagos, fozes de rios e ambientes marinhos, tanto em plataformas continentais quanto em taludes continentais. No Brasil, esta evolução percorreu o sentido terra-mar, com atividades de Exploração e Produção (E&P) em profundidades marítimas cada vez maiores.

A atividade de E&P brasileira passou dos campos em terra descobertos na década 1960 a poços em lâminas d’água rasas na Bacia de Campos (BC) no início da década de 1970, chegando a descobertas em lâminas d’água profundas concentradas em até 2.000 m nos anos 1980 e 1990.

A década de 2000 marcou descobertas nos reservatórios do pré-sal, em profundidades superiores a 2.000 m de lâmina d'água e com classes de pressão maiores em relação à BC.

## **1.2. Cenários de Exploração e Produção**

A evolução dos cenários de E&P levou a um conseqüente aumento de complexidade dos projetos de poços e das unidades marítimas – *sondas de perfuração* – utilizadas na construção e na manutenção dos poços. No mesmo passo, tanto os custos quanto os riscos associados às atividades petrolíferas experimentaram um gradativo aumento.

A estimativa de custos associados à Engenharia de Poços nos projetos da BC girava em torno de 1/3 do valor total do investimento (Miura, 2004). Nos projetos do pré-sal, a expectativa do custo relativo à completação e perfuração dos poços saltou para 50% do capital dos projetos de desenvolvimento da produção (Formigli Filho, 2008). A previsibilidade de recursos – como equipamentos e embarcações – ganha então mais importância na avaliação econômica de projetos de desenvolvimento de jazidas petrolíferas e a prevenção de vazamentos passa a ser um desafio mais complexo. Devem ser previstas na fase de aprovação do projeto tanto a necessidade de sonda quanto de demais equipamentos para as intervenções de reparo ou manutenção (“*workover*”) dos poços, cujos impactos na análise de viabilidade técnica e econômica têm sido progressivamente mais relevantes.

Os riscos associados à exploração e produção de petróleo também acompanharam a evolução de complexidade dos cenários. Garantir a integridade, tanto durante as fases de construção quanto nas fases de produção dos poços de petróleo, tem um impacto relevante na imagem das companhias atuantes na indústria, o que por sua vez possui uma influência significativa em seu desempenho comercial.

É difícil avaliar a extensão de eventos como o acidente no poço perfurado no prospecto de Macondo, operado pela BP no Golfo do México, ocorrido em 10 de abril de 2010. A empresa tem sido alvo de constantes críticas e protestos de organizações ambientalistas desde o acidente, além de ver sua marca associada a imagens de vazamentos e poluição. Em nota oficial de 1º de outubro de 2010, quase seis meses após o evento, a BP declarou que os custos com a resposta ao evento haviam passado de U\$11 bilhões (BP, 2010). A empresa, por outro lado, viu o seu valor de

mercado despencar de quase U\$190 bilhões antes do acidente para U\$85 bilhões em dois meses (Tharp, 2010). Um ano após o evento, o valor de mercado da empresa havia recuperado boa parte da perda, mas ainda apresentava um reflexo significativo do desastre, em aproximadamente U\$144 bilhões.

A prevenção de vazamentos de petróleo para o meio ambiente é, portanto, uma importante característica de poços de petróleo, e é um parâmetro que deve ser levado em consideração em seu projeto. Uma das formas de evitar vazamentos durante a fase de produção é realizar intervenções de manutenção que mantenham os poços em situações seguras e com barreiras de segurança sobressalentes. Poços submarinos de lâmina d'água profunda e com maiores classes de pressão, como o de Macondo, possuem agravantes que dificultam a resposta a vazamentos e a atenção para a segurança durante o projeto de poços deste tipo deve ser ainda mais relevante. Adicionalmente, o custo relativo à construção e manutenção destes poços em projetos de Desenvolvimento da Produção deve ser levado em conta.

### **1.3. Revisão Bibliográfica: Avaliação de Risco de Projetos de Completação**

A importância de avaliar o risco de projetos de completção de poços está ligada tanto à necessidade de se estimar a probabilidade de ocorrência de vazamentos para o meio ambiente a partir de um poço de petróleo quanto à previsão de recursos para intervenções de manutenção.

Uma das primeiras referências para análise de projetos de completção é o trabalho de Takashina (1987), que propôs a utilização de fundamentos da Teoria de Confiabilidade para se tomar ações preventivas relativas à garantia de qualidade e quantificar a segurança de projetos de completção de poços. Além de propor a utilização dos conceitos de taxas de falhas e árvores de falhas para quantificar os riscos de vazamento a partir de um poço de petróleo, Takashina foi um dos pioneiros a extrapolar os conceitos de barreiras de segurança de um poço, que até então considerava a necessidade de quantificar barreiras para a coluna e para o anular entre a coluna e o revestimento. Seu artigo introduz a necessidade de se buscar um “*conjunto solidário de elementos capaz de manter sob controle o fluxo de um poço de petróleo*”, porém sem um aprofundamento teórico.

Ao longo das décadas de 1990 e 2000, a aplicação de conceitos da Teoria de Confiabilidade para a completação de poços de petróleo ganhou força na indústria, com diversas publicações com foco em confiabilidade de equipamentos específicos como a válvula de segurança de subsuperfície (Moines & Iversen, 1991), sensores de fundo (van Gisbergen & Vandeweijer, 2001; Frota & Destro, 2006) e Árvores de Natal Molhadas (Moreira, 1993). Frota (2003) também aplicou conceitos da Teoria de Confiabilidade em projetos de poços de petróleo, com foco no tratamento de dados reais para gerar parâmetros de confiabilidade dos equipamentos utilizados na completação de poços submarinos.

A idéia de barreiras de segurança como *conjuntos solidários*, expressa por Takashina (1987), foi desenvolvida por Miura (2004), que propôs o conceito de “Conjunto Solidário de Barreiras” como o conjunto que sustem a pressão e os fluidos do reservatório ao longo de todos os caminhos possíveis de vazamento até o meio ambiente de forma simultânea, com foco nas intervenções realizadas nos poços.

A norma norueguesa NORSOK D-010 r.3 (2004) também apresentou uma conceituação formal para a consideração de barreiras de segurança como *contêineres* que mantêm controlados os fluidos e pressão do reservatório durante as diversas fases de vida do poço. O conceito de barreiras de segurança apresentado pela NORSOK (2004) demonstra uma tendência da indústria em avaliar a integridade de poço de forma mais completa, considerando as barreiras de segurança como envelopes que contêm os fluidos do reservatório sob controle, formando um invólucro à energia mecânica do reservatório.

Corneliussen (2006) detalhou uma metodologia para a análise de risco durante a fase de produção dos poços, baseando-se na avaliação de barreiras de segurança como um envelope para o reservatório proposto pela NORSOK (2004) e utilizando conceitos de Teoria de Confiabilidade, numa abordagem semelhante à sugerida por Takashina (1987). Ao trazer elementos da Engenharia de Confiabilidade para o contexto da Engenharia de Poços, combinando-os com as definições de barreiras como envelopes, Corneliussen consolida uma avaliação por um lado mais conservadora, por tratar dos contêineres como camadas sucessivas de segurança em contraponto à visão convencional de se avaliar barreiras apenas da coluna e do anular coluna-revestimento de produção, e por outro mais confiável, por ser baseada em dados estatísticos dos equipamentos.

A metodologia proposta por Corneliussen envolve uma avaliação detalhada dos modos de falha a que estão submetidos os equipamentos de uma coluna de completação. Contudo, a identificação destes modos de falha, representados pela identificação de todos os possíveis caminhos e atalhos por onde podem ocorrer vazamentos para o meio ambiente, é extremamente complexa e há uma grande dificuldade em se garantir que todos os caminhos foram mapeados, especialmente em colunas de completação para poços submarinos.

#### **1.4. Objetivos**

O objetivo deste trabalho é estabelecer uma metodologia que possibilite uma análise de integridade de poços de uma campanha de Desenvolvimento da Produção (DP) na fase de projeto, considerando estados degradados, onde o sistema poço pode estar numa situação de risco com perda de barreiras, mas sem perda de integridade, e estados de vazamento, onde a integridade do poço foi perdida.

A metodologia tem foco na avaliação de projetos de completação de poços submarinos de petróleo, fundamentando-se nos conceitos de Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) propostos por Miura (2004) e em técnicas de Engenharia de Confiabilidade. O método proposto viabiliza uma análise da integridade com base em equipamentos específicos, que integram o CSB. Assume-se que, para que a integridade do poço seja garantida, pelo menos uma barreira em cada possível caminho de vazamento do reservatório para o meio-ambiente deve estar íntegra e interligada a barreiras válidas nos demais caminhos. A integridade simultânea de todos os possíveis caminhos de vazamento para o meio-ambiente é garantida por este *conjunto solidário* e, ao se contabilizar e avaliar a confiabilidade dos equipamentos que compõem conjuntos independentes projetados para a completação do poço, é possível estimar a ocorrência de estados degradados caracterizados pela perda de um CSB.

A metodologia pode auxiliar na previsão de recursos para as intervenções de manutenção dentro de uma campanha de construção e operação (produção ou injeção) de poços. Através do tempo esperado para falha de cada um dos CSB presentes na configuração de completação é possível se estimar quando o estado de integridade do poço passará a depender de um único Conjunto Solidário de Barreiras e qual a expectativa para que haja vazamento (ausência de CSB).

A partir daí, é possível estimar quantidade de intervenções, por ano, para o conjunto de poços considerados em uma campanha de DP.

Adicionalmente, a metodologia permite uma comparação entre diferentes configurações de coluna, com a identificação direta de equipamentos críticos em relação à taxa de falhas, e a avaliação de riscos de cada projeto de completção, através da quantificação da probabilidade de vazamentos para o meio ambiente, dada uma configuração de completção.

### **1.5. Organização do Trabalho**

O Cap. 2 apresenta conceitos de Engenharia de Poços de Petróleo Submarinos, apresentando um histórico da indústria, os principais componentes de um poço de petróleo submarino, as principais atividades da Engenharia de Poços e alguns aspectos relacionados segurança.

O Cap. 3 aborda tópicos de Engenharia de Confiabilidade e conceitos importantes para a reprodução da metodologia apresentada por Corneliussen (2006) e para a metodologia proposta neste trabalho, tais como os conceitos associados à modelagem de falhas e à análise por árvores de falhas.

O Cap. 4 apresenta o conceito de Conjunto Solidário de Barreiras – CSB – introduzido por Miura (2004), o qual é utilizado na metodologia proposta neste trabalho. Aspectos de segurança operacional e integridade são revisados sob o ponto de vista de CSB e são apresentados os grafos de barreiras e grafos de CSB propostos por Miura (2004).

O Cap. 5 descreve as metodologias adotadas neste trabalho. A Seção 5.1 apresenta uma reprodução da metodologia proposta por Corneliussen (2006), com foco em um projeto de coluna de completção para poço submarino. Posteriormente, a Seção 5.2 apresenta a descrição da metodologia proposta neste trabalho considerando o mesmo projeto de coluna de completção.

O Cap. 6 apresenta os resultados das duas metodologias aplicadas ao mesmo projeto de coluna de completção, assim como uma discussão comparativa entre ambas.

No Cap. 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho.

## **2. ENGENHARIA DE POÇOS DE PETRÓLEO SUBMARINOS**

### **2.1. Breve História do Petróleo**

A utilização de petróleo pelo homem possui registros históricos que remetem à pré-história: aplicações de asfalto e betume exsudados para assentamento de tijolos, vedação de embarcações e embalsamento têm datações anteriores a 5.000 a.C.

Os primeiros registros de utilização de derivados de petróleo como fonte energética são do século primeiro, como combustíveis para iluminação de templos e de moradias. Aplicações militares, como flechas incendiárias besuntadas em óleo, também têm registros neste período.

Poços rudimentares, escavados manualmente ou com ferramentas simples, possuem registros anteriores ao século I. Os chineses foram provavelmente os primeiros a construir estruturas mais elaboradas para perfuração de poços, com registros de perfuração por percussão atingindo profundidades de mais de 500 m. O petróleo na China não era visto como um produto comercial principal, mas como fonte de energia no processo de obtenção de sal: óleo e gás eram prioritariamente utilizados no processo de evaporação de água salina. Poços primitivos também foram registrados na Idade Média: viajantes, como Marco Polo (1254-1324), registraram relatos sobre poços rasos na região persa, produzindo óleo e gás com finalidades comerciais (Heydar Aliyev Foundation, 2010).

O principal marco histórico da indústria petrolífera moderna, contudo, foi o poço perfurado pelo “Coronel” Edwin Drake, em 1859, nos Estados Unidos da América. Cel. Drake, levado por motivação comercial, provou que era possível a obtenção de petróleo em grande quantidade através de uma atividade extrativista. Seu poço produziu por volta de 25 barris por dia com ajuda de uma bomba de água (Maslowski, 2009) e, associado à crescente utilização de derivados de petróleo como fonte de iluminação nas sociedades dos EUA e Europa, foi o ponto de partida para

a maior indústria mundial em termos de valores monetários e que deteve duas das três maiores empresas de maior valor de mercado do mundo entre 2008 e 2011 (Financial Times, 2011).

No Brasil, as primeiras atividades da indústria petrolífera são datadas da segunda metade do século XIX, com concessões imperiais para extração de carvão, turfa e folhelho betuminoso. Até a década de 1920 a exploração petrolífera nacional teve cunho amador, com pesquisas insipientes próximas a exsudações. Em 1938, após a criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), foi iniciada a perfuração do que viria a ser o primeiro poço de petróleo brasileiro de sucesso, que jorrou óleo no início de 1939 em Lobato, na Bahia. Com a criação do CNP, o Estado assumia as atribuições ligadas à pesquisa, à extração e ao refino de petróleo, ainda sem cunho monopolizador. Incentivada pela descoberta em Lobato, a prospecção por petróleo no Recôncavo baiano culminou com a descoberta do Campo de Candeias, em 1941, primeiro campo comercial de petróleo no Brasil (Espaço Conhecer, 2009). Em 1953, o governo instituiu o monopólio da União sobre a pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo, e criou a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras (Marinho Jr., 1989).

Em seus dez primeiros anos, a Petrobras teve sua produção concentrada nos poços terrestres do Recôncavo baiano. O início dos projetos de perfuração na plataforma continental levou à descoberta do campo de Guaricema (SE) em 1968, primeiro campo submarino no Brasil, com 60 milhões de barris recuperáveis. No mesmo ano foram iniciados os levantamentos geofísicos da Bacia de Campos (BC), sendo perfurado o primeiro poço nesta área.

A década de 1970 foi marcada pela descoberta de óleo da BC, que ao longo das próximas três décadas se tornaria a principal área produtora da Petrobras, com volumes recuperáveis superiores a 10 bilhões de boe. Na segunda metade da década de 2000, após a quebra do monopólio estatal em 1997, a descoberta de acumulações de petróleo em reservatórios carbonáticos, abaixo de uma espessa camada de rochas salinas, em especial na área conhecida como *Pólo Pré-sal da Bacia de Santos* (PPSBS), chamou a atenção da indústria mundial para um dos cenários mais promissores do início do século XXI.

## **2.2. Engenharia de Poços**

Desde a época dos poços de Drake e Lobato, a engenharia de poços evoluiu substancialmente. A construção de poços em lâminas d'água (LDA) cada vez mais profundas foi acompanhada pelo desenvolvimento dos equipamentos em relação à classe de pressão e, principalmente, à segurança. Equipamentos como Preventor de Erupção Submarino (BOP, do inglês *Blowout Preventer*) e Árvore de Natal Molhada (ANM), por exemplo, surgiram e vêm sendo aperfeiçoados pela indústria ao longo das décadas, tanto para utilização em poços terrestres e poços marítimos de completação seca, quanto para poços submarinos como os da Bacia de Campos, em LDA de 100 a 2000 m, e do PPSBS, situados a mais de 2300 m de LDA.

Esta seção apresenta alguns aspectos relevantes da Engenharia de Poços, a começar pelas atividades englobadas por esta disciplina. Aspectos e definições relacionados à segurança e integridade dos poços são caracterizados, e os principais elementos de um poço completado, foco deste trabalho, serão detalhados.

### **2.2.1. Atividades da Engenharia de Poço**

A Engenharia de Poços é a área da Engenharia de Petróleo com foco na construção e no reparo de poços de petróleo, tanto nas fases de projeto quanto na sua execução. Um poço de petróleo pode se encontrar em três situações, ou *fases*, distintas durante sua vida: *em intervenção*; *em produção/injeção* ou *abandonado*.

#### Fases do Poço

Podemos definir *intervenção* como um “conjunto de tarefas e/ou trabalhos realizados para atingir o objetivo (projeto) da construção ou reparo do poço (...), utilizando uma unidade de intervenção (sonda, barco, unidade de *flexitubo* ou unidade de arame)” (Miura, 2004). Durante as intervenções o poço passa por modificações físicas subsequentes, com a instalação e a retirada constantes de equipamentos e fluidos. A preocupação com a prevenção a vazamentos e ao descontrole do poço deve ser constante, atendendo-se a critérios bem definidos de aceitação em relação aos riscos operacionais (aspectos abordados na Seção 2.2.2).

Existem basicamente três tipos de intervenções: de perfuração, de completação e de manutenção. Uma intervenção de perfuração começa com a movimentação da sonda para a locação e é a atividade que inicia a construção do poço de petróleo, englobando a perfuração com broca, a descida dos revestimentos e sua cimentação nas distintas fases da perfuração. A perfuração termina quando a broca da última fase atinge a profundidade final e a coluna de perfuração é retirada do poço.

Finalizada a perfuração, a completação é iniciada, sendo esta a atividade que prepara o poço para produção. Envolve operações de condicionamento do poço, contenção de areia da formação, estimulação do poço, instalação da coluna de completação e árvore de natal, e termina quando o poço está pronto para ser interligado à Unidade Estacionária de Produção (UEP) para a fase de produção/injeção.

Finalmente, intervenções de manutenção são voltadas para a restauração de poços cuja produção ou injeção tenha sido interrompida ou cujo estado seja considerado inseguro.

A fase de produção ou injeção, ou simplesmente *fase de produção*, é iniciada quando o poço é entregue à UEP, para desempenhar sua função especificada, seja produção ou injeção e geralmente se constitui de longos períodos (décadas). Nesta fase, as unidades de intervenção já não estão conectadas ao poço, e não são realizadas atividades que retiram ou instalam equipamentos.

O foco deste trabalho é a fase de produção dos poços. Após a completação do poço, os equipamentos instalados em sua última intervenção devem prevenir qualquer vazamento não-intencional para o meio ambiente, garantindo a *integridade* do poço. Apesar de não haver mais unidades de intervenção e portanto não haver mudanças em relação instalação ou remoção de equipamentos, pode haver mudanças em relação ao estado dos equipamentos instalados: falhas de válvulas, corrosão, erosão, vazamentos de linhas de controle, etc. Nesta fase, portanto, a *confiabilidade* dos equipamentos que compõem o sistema “poço completado” é o mecanismo de avaliação do risco de vazamentos descontrolados para o meio ambiente.

Adicionalmente, a fase de produção deve fornecer premissas para o projeto de construção de um poço. O tipo de poço (produtor ou injetor), a vazão de projeto no desenvolvimento do campo e a expectativa de declínio da produção ou injeção, por exemplo, são pontos importantes

para definição de diâmetros de revestimentos e colunas de produção. O projeto de poço deve também partir de premissas relacionadas ao posicionamento dos poços (e.g. localização relativa à UEP e a outros dispositivos submarinos – tais como outros poços, *manifolds* e âncoras) e à interação do poço com o reservatório (expectativa de estimulação, coleta de dados de reservatório, etc.).

Existem basicamente dois tipos de *abandonos* de poços: o abandono permanente e o abandono temporário. O Regulamento Técnico nº 2/2002 da ANP, anexo à Portaria nº 25/2002 (BRASIL, 2002), define abandono de poço como “série de operações destinadas a restaurar o isolamento entre diferentes intervalos permeáveis (...), podendo ser: (a) permanente, quando houver interesse de retorno ao poço; ou (b) temporário, quando por qualquer razão não houver interesse de retorno ao poço”. Segundo modelo de contrato de concessão da ANP, a operadora “assumirá responsabilidade integral e objetiva por todos os danos e prejuízos ao meio ambiente e a terceiros que resultarem, direta ou indiretamente, das Operações e sua execução, bem como do seu abandono” (ANP, 2012).

### Impacto Econômico

O grau de complexidade dos cenários – associados a fatores como lâminas d’água e pressão de trabalho – tem um impacto direto nas atividades da Engenharia de Poços, uma vez que o custo diário das unidades de intervenção está diretamente associado ao cenário que ela pode operar. A evolução dos cenários tem elevado o impacto financeiro das atividades da Engenharia de Poço na avaliação de economicidade dos projetos de Desenvolvimento da Produção (DP), e a previsão da frequência de intervenções de manutenção nos poços torna-se um importante parâmetro do projeto.

No desenvolvimento da Bacia de Campos, por exemplo, 1/3 do investimento inicial dos projetos foi destinado à construção de poços. As demais parcelas foram distribuídas igualmente entre as unidades estacionárias de produção e o sistema de coleta (composto principalmente pelas linhas de superfície). No cenário do PPSBS, o investimento inicial dos projetos – maior parte dos US\$ 53,4 bilhões previstos para o período entre 2011 e 2015 – prevê um gasto de 20% com os sistemas de coleta, 27% com as UEP e nada menos que 53% com a perfuração e completação de poços. Os gastos associados ao sistema de coleta e à UEP não tiveram uma evolução

significativa; a discrepância entre os percentuais está basicamente no aumento dos custos associados às atividades da Engenharia de Poços (Azevedo, 2011 [1,2]).

A construção e reparo de poços, portanto, tem um relevante papel na avaliação de viabilidade de projetos de exploração e de desenvolvimento da produção. Neste sentido, a previsão da necessidade de utilização de sondas é um importante parâmetro de um projeto de DP e a confiabilidade dos equipamentos instalados durante a construção do poço é novamente um aspecto que deve ser considerado. Com base no conhecimento prévio da expectativa de falhas no sistema “poço completado”, é possível prever a demanda de sondas para intervenções de manutenção em uma campanha de poços, tornando mais verossímil a avaliação econômica nas fases iniciais do projeto de DP.

Além destas premissas, o projeto do poço deve considerar os aspectos de segurança, considerando todas as atividades previstas (perfuração, construção e manutenção) e sua fase de produção. Para tanto, devem ser consideradas a *segurança operacional* e a *integridade de poço*, conceitos que serão definidos a seguir.

### **2.2.2. Segurança Operacional e Integridade de Poço**

Definir “segurança operacional” é uma tarefa subjetiva, que abre margem para discussões. A maioria das respostas à pergunta “o que é *segurança operacional*?” inclui termos como “prevenção de acidentes” e “mitigação de riscos”. Podemos definir *segurança operacional* como:

Estado no qual os riscos de lesão às pessoas, dano às instalações, impacto à sociedade ou a degradação do meio ambiente são reduzidos e mantidos a um nível aceitável ou abaixo do mesmo.

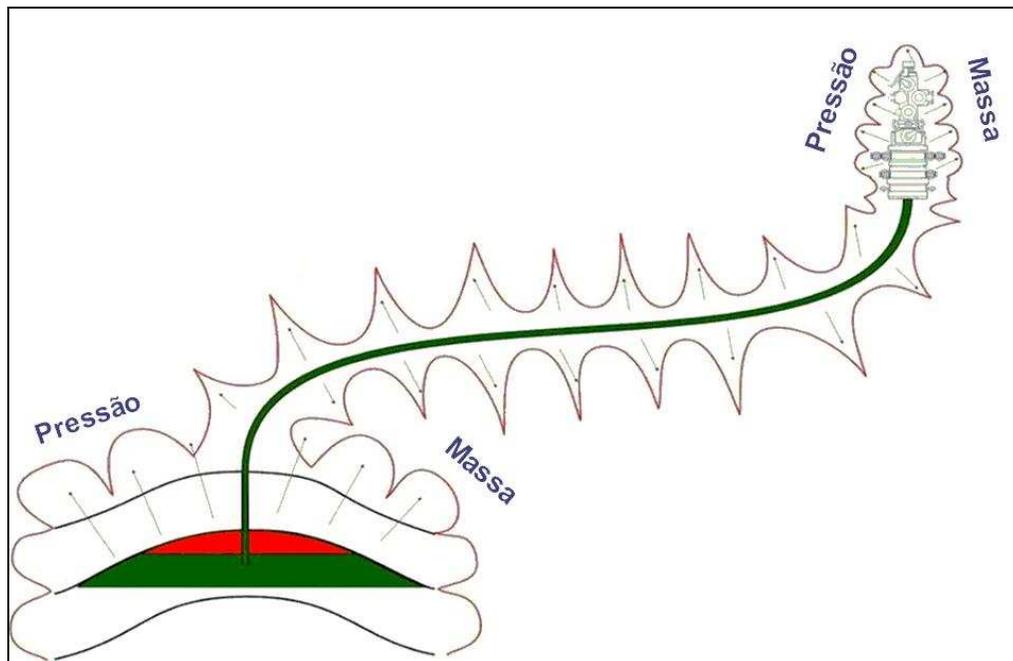
A segurança operacional, portanto, se refere a um estado, uma situação, ou um *critério*, durante determinada operação. Podemos dizer que determinada operação é *segura ou não*, a depender de sua adequação ao *critério de segurança operacional pré-estabelecido* ou ao nível pré-determinado de risco considerado tolerável. É comum, na Engenharia de Poço, a utilização de “*duas barreiras de segurança independentes*” como o critério de segurança durante as operações realizadas ao longo das intervenções em poços.

O conceito de *integridade de poço* também traz um grau de subjetividade, mas a própria definição de *integridade* é amplamente utilizada em diversas áreas de conhecimento. A norma NORSOK D-010 define integridade de poço como:

“Aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco de descargas não controladas de fluidos do reservatório ao longo do ciclo de vida do poço” (tradução do autor).

A Figura 2.1, a seguir, apresenta uma ilustração adaptada de Anders (2008).

Integridade de poço é, portanto, sua capacidade de manter controlado o fluxo de petróleo desde o reservatório até a planta de processamento, prevenindo vazamentos de qualquer tipo para o meio ambiente. Esta capacidade, ou funcionalidade, é obtida através do bloqueio de todas as vias de passagem, ou caminhos, entre o fluxo de produção e o meio ambiente, utilizando-se equipamentos que garantam um “cercos” mecânico íntegro para o petróleo ou seu fluxo: as *barreiras de segurança* (Seção 4.1). É possível, portanto, entender a integridade de poço como um estado no qual as barreiras de segurança presentes evitam qualquer tipo de vazamento para o meio ambiente.



Adaptado de <http://www.spe.org/events/dl/docs/Anders.pdf>

Figura 2.1: Representação esquemática da função integridade de poço

Retomando as atenções na fase de produção dos poços, foco deste trabalho, o poço em produção ou injeção deve ter sua integridade garantida pelos equipamentos de completação instalados e a confiabilidade destes equipamentos é o mecanismo de avaliação da integridade do sistema “poço completado”. A Seção 2.2.3, a seguir, apresenta aspectos de poços submarinos, apresentando os principais equipamentos utilizados e suas respectivas funções.

### **2.2.3. Poços de Petróleo Submarinos**

Poços de petróleo submarinos são, por definição, “aqueles perfurados no mar e cujo equipamento para controle do fluxo dos fluidos produzidos ou injetados (ANM ou similar), encontra-se submerso” (Miura, 2004).

Um poço submarino produtor de petróleo ou injetor de água e/ou gás pode ser visto como um sistema, “poço completado”, e subdividido em três subsistemas principais: equipamentos estruturais; equipamentos de controle da produção/injeção; e coluna de completação.

#### Equipamentos Estruturais

São considerados equipamentos estruturais o Sistema de Cabeça de Poço Submarino (SCPS) e os revestimentos. O SCPS realiza a interface entre os revestimentos e os equipamentos de controle da produção/injeção, sendo composto basicamente por alojadores de alta e de baixa. Os equipamentos estruturais têm instalação permanente e falhas críticas nestes equipamentos devem levar à perda do poço.

O *alojador de baixa pressão* é soldado ao revestimento condutor, sendo portanto descido juntamente com este revestimento. O revestimento condutor pode ser cravado (poços de terra ou baixa profundidade de lâmina d’água), jateado ou descido em poço previamente perfurado e então cimentado. Em seguida, depois de perfurada a fase seguinte, é descido o *alojador de alta pressão* com o revestimento de superfície soldado, sendo este conjunto assentado e travado no *alojador de baixa*. O *alojador de alta*, além do revestimento de superfície acoplado, possui uma área polida interna onde serão assentados os suspensores de revestimento das fases seguintes e um conector acima onde podem ser conectados: o BOP, durante a perfuração das fases seguintes, a Base

Adaptadora de Produção (BAP) ou a ANM. A Figura 2.2, a seguir, demonstra um SCPS com os sensores de revestimento.

O programa de revestimentos de um poço está associado a fatores como profundidade do objetivo, cargas sedimentares a que os revestimentos serão expostos, geometria do poço, premissas de produção/injeção (diâmetros), etc.

#### Equipamentos de controle da produção/injeção

Os equipamentos de controle da produção ou da injeção são instalados no SCPS (alojador de alta), através de um conector hidráulico. Os sistemas mais comumente adotados nos campos submarinos brasileiros são compostos por uma Base Adaptadora de Produção (BAP), por uma Árvore de Natal Molhada (ANM) Vertical e por uma Capa da Árvore (ou *Tree Cap*).

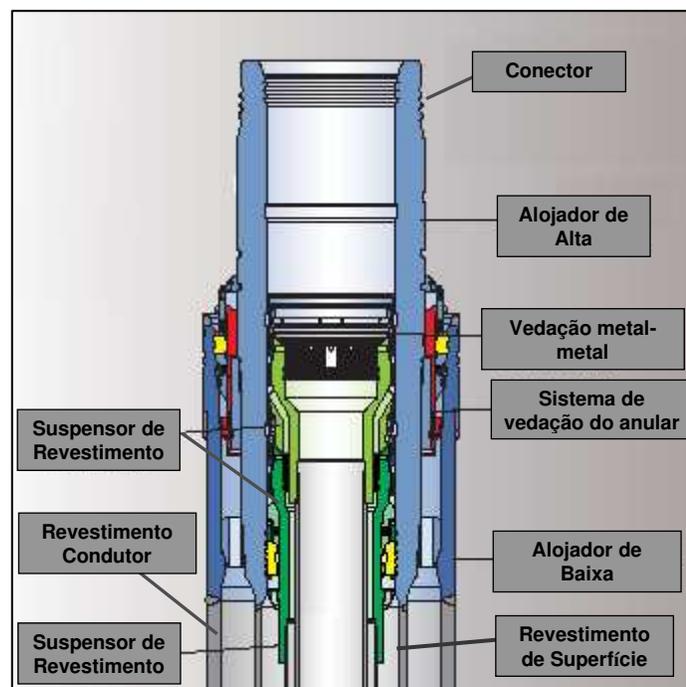


Figura 2.2: Sistema Estrutural – SCPS e sensores de revestimento

A Figura 2.3, a seguir, demonstra um exemplo de um programa de revestimentos de poço.

A BAP é o equipamento que realiza a interface entre o SCPS, a coluna de completação (detalhada a seguir), a ANM e as linhas de superfície. As linhas, que não fazem parte do sistema

“poço”, escoam a produção ou injeção do poço, realiza o acesso ao anular entre a coluna de completação e o revestimento de produção e envia e coleta os sinais eletro-hidráulicos de monitoração (sensores) e de controle dos equipamentos de superfície e subsuperfície.

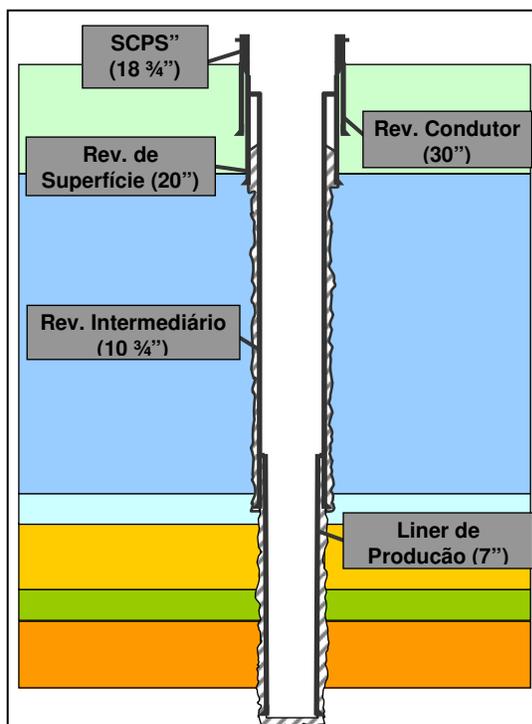


Figura 2.3: Programa de revestimento

A BAP contém o alojador do suspensor de coluna (ou *tubing hanger*, TH); os conectores para as linhas de superfície. Nestes conectores são instalados os Módulos de Conexão Vertical de cada uma das linhas (produção, anular e umbilical de controle); e o Mandril de Linha de Fluxo (MLF), que garante a interface das saídas laterais de produção e anular da ANM e das linhas de controle eletro-hidráulicas do poço e ANM com as linhas de superfície. Desta forma, a árvore de natal molhada vertical é conectada à BAP após a instalação da coluna de completação e pode ser removida sem a necessidade de retirar esta coluna. Além disso, a instalação da ANM vertical torna-se independente da conexão das linhas de superfície, uma vez que estas são conectadas à BAP diretamente pelos MCV. A Figura 2.4 ilustra um esquema detalhado da BAP e ANM.

Outra importante função da BAP é o controle de acesso ao anular do poço. Nos projetos atuais, existe um *loop* hidráulico que conecta as cavidades acima e abaixo do alojador do TH, o qual recebe um conjunto de válvulas hidráulicas que permitem ou cessam o acesso ao anular do

poço. Estas válvulas são denominadas *Annulus Intervention Valves* (válvulas de intervenção de anular) AI ou AIV.

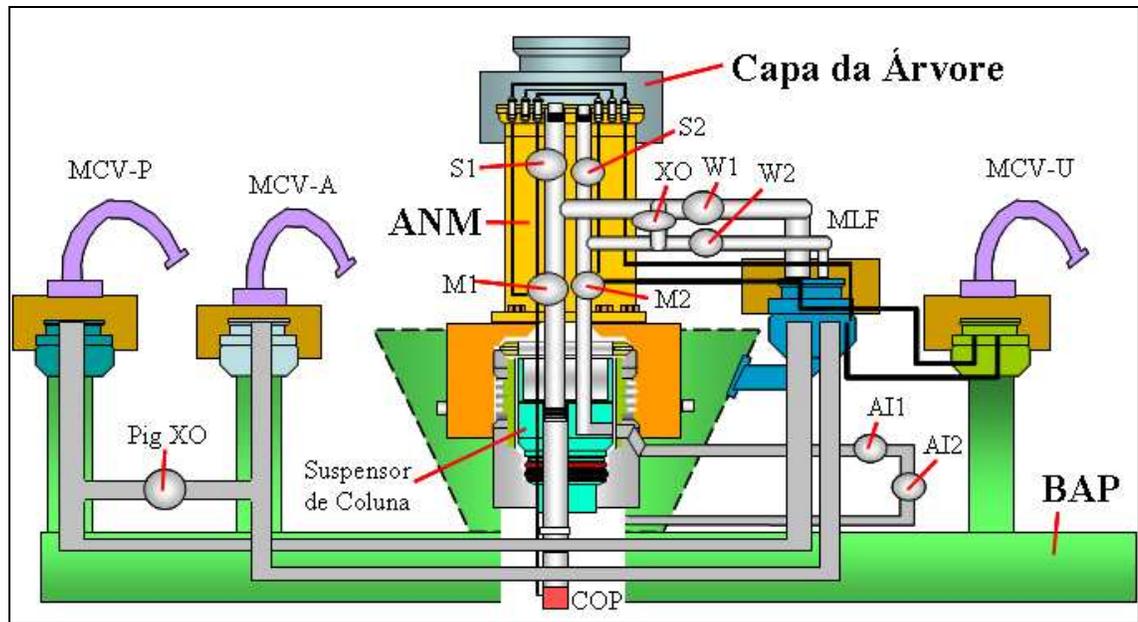


Figura 2.4: Esquemas detalhados de BAP e ANM

A Árvore de Natal Molhada (ANM) é o principal equipamento de controle de poço durante a sua vida produtiva. Ela se constitui em um conjunto de válvulas instalado na BAP ou diretamente no alojador de alta do SCPS, que permite tanto o acesso ao poço através de uma sonda de intervenção, quando o controle do poço para a produção ou injeção a partir de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP). A interface entre a BAP e o SCPS e entre a ANM e a BAP ou o SCPS é geralmente realizada por conectores hidráulicos, com anéis de vedação (e.g. anel VX).

A capa da árvore é último equipamento instalado em uma intervenção de construção de poço submarino antes de ele ser entregue à unidade estacionária de produção. Sua principal função é realizar um *loop* eletro-hidráulico que alterna o controle das válvulas da ANM e BAP entre a sonda de perfuração (sem a Capa da Árvore) e a UEP (com a Capa da Árvore). Para evitar uma operação inadvertida da S1 e S2 pela UEP, uma vez que estas válvulas são utilizadas apenas durante intervenções no poço, seu controle não é interligado pela Capa da Árvore.

A Figura 2.5 apresenta um esquema simplificado do sistema de controle da produção/injeção conectado ao SCPS e do suspensor de coluna, utilizado neste trabalho. A Tabela 2.1 apresenta a nomenclatura das válvulas do conjunto BAP-ANM.

### Coluna de Completação

Pode-se definir a *coluna de* completção como o equipamento ou sistema responsável pela condução de fluidos produzidos ou injetados ente o reservatório e a cabeça do poço, de forma a resguardar a integridade dos equipamentos estruturais (revestimentos e SCPS), protegendo-os do contato com fluidos corrosivos e pressões elevadas. A coluna de completção é formada por tubos e acessórios, dentre os quais podem ser destacadas transmissões de diâmetros (*crossovers*), obturadores (*packers*), mandris (de *gas lift*, de PDG – *Permanent Downhole Gauge*), válvulas de controle de fluxo, juntas de expansão, perfis para ferramentas (*nipples*) e dispositivos de segurança de subsuperfície (DSSS) – geralmente válvulas de segurança de subsuperfície ou *downhole safety valve* (DHSV). Tanto os equipamentos de controle da produção/injeção quanto a coluna de completção são projetados para a vida produtiva do poço, sendo possível sua substituição em caso de falhas.

Tabela 2.1: Nomenclatura das válvulas do conjunto BAP-ANM

<b>Sigla</b>	<b>Nome</b>	<b>Local</b>
M1	Válvula de Mestra de Produção ( <i>Production Master Valve</i> )	ANM
W1	Válvula Lateral de Produção ( <i>Production Wing Valve</i> )	ANM
S1	Válvula de Pistoneio de Produção ( <i>Production Swab Valve</i> )	ANM
XO	Válvula <i>Crossover</i> da ANM ( <i>Crossover Valve</i> )	ANM
M2	Válvula de Mestra do Anular ( <i>Annulus Master Valve</i> )	ANM
W2	Válvula de Lateral do Anular ( <i>Annulus Wing Valve</i> )	ANM
S2	Válvula de Pistoneio do Anular ( <i>Annulus Swab Valve</i> )	ANM
AIV	Válvula de Acesso ao Anular ( <i>Annulus Intervention Valve</i> )	BAP

A coluna de completção é rosqueada ao suspensor de coluna, que por sua vez é instalado na cabeça do poço ou na base adaptadora de produção, e pode ser de dois tipos básicos: *coluna de produção* (COP) ou *coluna de injeção* (COI), a depender do tipo de poço. Poços produtores tendem a ter colunas com um maior número de acessórios quando comparados a poços injetores.

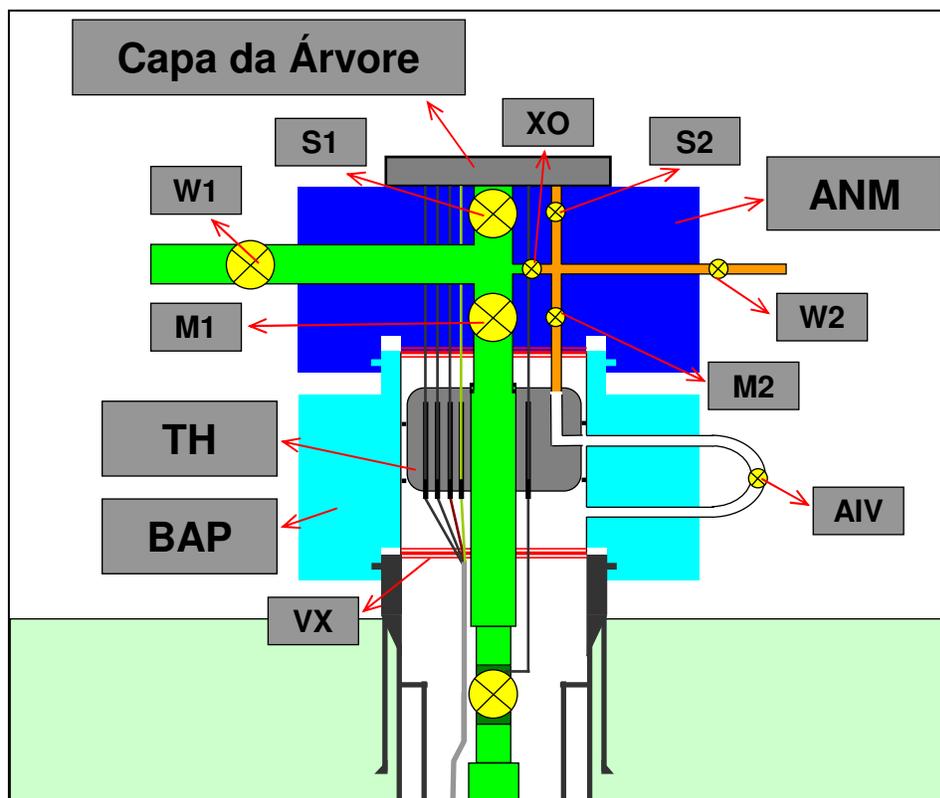


Figura 2.5: Sistema de Controle de Produção/Injeção

Dentre as características das colunas de completação, incluem-se a capacidade de suportar carregamentos axiais decorrentes de encurtamento ou alongamento causados por diferenças de temperatura durante as distintas fases da vida de um poço e a resistência à erosão e corrosão causadas pelo fluxo em seu interior.

A Figura 2.6, a seguir, demonstra um esquema simplificado de uma COP, o qual será posteriormente utilizado neste trabalho, e a Tabela 2.2 apresenta a nomenclatura dos acessórios representados.

Tabela 2.2: Nomenclatura dos acessórios da COP/COI

<b>Sigla</b>	<b>Nome</b>
DSSS	Dispositivo de Segurança de Subsuperfície
MGL	Mandril de <i>Gas Lift</i> com Válvula de <i>Gas Lift</i>
VCI	Válvula de Completção Inteligente
MIQ	Mandril de Injeção Química
MPDG	Mandril de PDG ( <i>Permanent Downhole Gauge</i> )

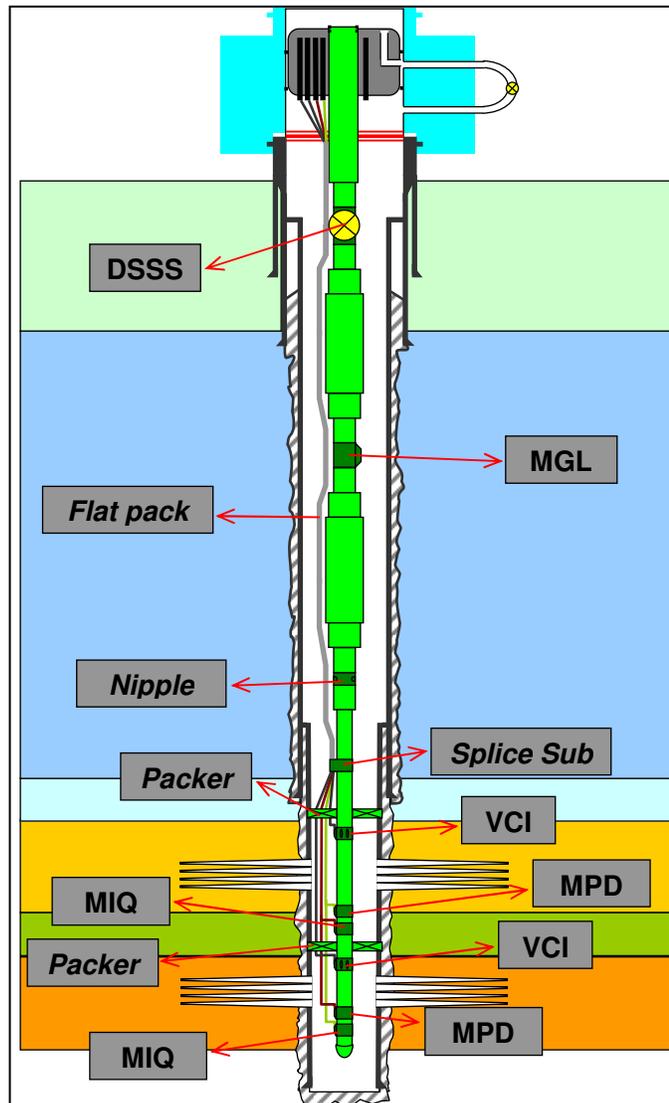


Figura 2.6: Esquema simplificado de coluna de produção

Com o gradual avanço na complexidade dos cenários de produção de petróleo, alguns equipamentos instalados na coluna de completção se constituem em importantes ferramentas para coleta de dados e redução de incertezas de reservatório. A otimização do desenvolvimento dos carbonatos do PPSBS, por exemplo, está sujeita a incertezas de caracterização de reservatórios como a permeabilidade vertical, potencial de incrustação e contaminantes corrosivos ( $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$ ) e os projetos de poços considerando a instalação de equipamentos de completção inteligente, em metalurgia especial, são uma das formas de coletar dados nas fases

iniciais de produção dos campos com objetivo de otimizar o desenvolvimento da produção da área.

O aumento na complexidade dos projetos de coluna, contudo, especialmente associado às altas vazões de produção e de injeção esperadas no PPSBS, implicam em maiores riscos de falha tanto durante a instalação, quanto durante a fase de produção ou injeção. Quanto maior a complexidade dos projetos de coluna, mais complexa também será a avaliação de como estas falhas poderão incorrer em eventos de falta de segurança. Uma metodologia para avaliação destes riscos pode se constituir em um importante mecanismo de classificação e avaliação de projeto.

Uma vez finalizada a construção do poço e instalados os equipamentos os equipamentos descritos nesta seção, a Engenharia de Poços entrega o poço para a fase de produção. Conforme descrito na Seção 2.2.2, a confiabilidade dos subsistemas instalados será o mecanismo de avaliação da integridade dos poços. O Capítulo 3 apresenta conceitos da Engenharia de Confiabilidade utilizados no presente trabalho.



### 3. TÓPICOS EM ENGENHARIA DE CONFIABILIDADE

#### 3.1. Aspectos Básicos e Históricos da Engenharia de Confiabilidade

Quando se fala em qualidade de um produto, é natural que venham à tona termos como eficácia e durabilidade. De fato, há pesquisas de opinião que apontam estes dois atributos como os mais importantes, dentre dez diferentes características, para seleção de produtos (Ebeling, 1997).

O conceito de confiabilidade é muito próximo ao de durabilidade. Da norma NBR 5462 (ABNT, 1994), obtemos o conceito de durabilidade como sendo a *capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob dadas condições de uso e manutenção, até que um estado-limite seja alcançado*. A confiabilidade pode ser entendida como a probabilidade de um item *durar* por um intervalo de tempo pré-estabelecido. Um conceito amplamente difundido de confiabilidade que generaliza esta definição é resumido por Ebeling (1997):

Confiabilidade é definida como a probabilidade de que um componente ou sistema exercerá uma função requerida por um dado período de tempo quando utilizado sob condições de operação especificadas.

A confiabilidade pode ser considerada um subconjunto da qualidade, uma vez que traz o conceito de durabilidade do produto para uma escala de tempo. Porém, é importante salientar que, enquanto a qualidade do produto avalia o grau de atendimento às especificações de manufatura, a confiabilidade considera as condições de operação, levando em conta, portanto, a atuação de agentes externos cujas frequência e intensidade de ocorrência são muitas vezes de difícil predição e modelagem.

Historicamente, a aplicação de técnicas de confiabilidade precede a Segunda Guerra Mundial. No final dos anos 30, um estudo sobre fadiga de materiais levou ao desenvolvimento da distribuição *Weibull*, amplamente utilizada em confiabilidade. Na década de 40, a confiabilidade

surgiu como uma área específica de estudo, com larga aplicação na indústria aeronáutica. Durante a década de 50, com a expansão aeroespacial, o estudo de confiabilidade foi alavancado, sendo sua aplicação durante a etapa de projeto reconhecida. Na década de 60, destaca-se a proposição da teoria de análise por árvores de falha, a qual ganhou força na década de 70. Durante os anos 80, o estudo de confiabilidade foi expandido para diversas áreas de engenharia, incluindo-se a indústria do petróleo.

### **3.2. Fatores para Determinação da Confiabilidade**

A partir da definição de confiabilidade, podemos destacar quatro aspectos importantes para sua análise: função (funcionalidade), ambiente (condições operacionais), tempo (missão) e probabilidade. Esta seção fará uma breve análise da importância destes fatores na determinação da confiabilidade de um equipamento ou sistema.

#### **3.2.1. Função (Funcionalidade)**

A definição de qual a função desempenhada por um equipamento parece simples, mas determinados sistemas com graus de complexidade elevados podem gerar certas confusões. Tomando-se como exemplo um poço de petróleo produtor, podemos definir sua função como “produzir óleo ou gás com integridade e segurança”. Porém, um evento de falha no sistema de monitoramento (leitura de pressão e temperatura), apesar de não contrariar a função do sistema, irá gerar um estado de degradação do sistema como um todo. Por outro lado, um poço exploratório durante um teste de produção pode ter sua função descrita como “coletar dados (pressão e temperatura) de reservatórios com integridade e segurança”, e uma falha no sistema de monitoramento irá comprometer sua funcionalidade.

#### **3.2.2. Ambiente (Condições Operacionais)**

As condições operacionais de um sistema também devem ser levadas em conta no cálculo de sua confiabilidade. Aspectos tais como fatores meteorológicos para geradores expostos ao ar livre, periodicidade de acionamento e tipo de fluido para bombas ou vazão de produção para poços de petróleo terão influência na expectativa de falhas de cada um destes sistemas.

### 3.2.3. Tempo (Missão)

Quanto maior a jornada contínua de trabalho, ou missão, de um sistema ou equipamento, maior será a probabilidade de falha. A missão, contudo, não é necessariamente medida pelo tempo. A quilometragem de um carro, por exemplo, é um fator importante para determinar sua missão e, conseqüentemente, sua confiabilidade. No caso de poços de petróleo produzindo, um maior período de operação aumenta a probabilidade de que desgastes de conexões ou reações químicas entre metal e fluidos levem a problemas de integridade ou segurança.

### 3.2.4. Probabilidade

A confiabilidade de um sistema ou equipamento é medida em termos de um valor de probabilidade atrelado a um tempo de missão e a condições operacionais. A análise de confiabilidade utiliza diversos elementos da teoria de probabilidade e estatística, os quais serão abordados superficialmente neste trabalho. Leitch (1995) apresenta alguns destes tópicos, descritos na Seção 3.3, a seguir.

## 3.3. Abordagens Probabilísticas

Segundo Ebeling (1997), existem duas abordagens principais para a modelagem de incertezas através de conceitos probabilísticos: a primeira considerando *eventos aleatórios* e a segunda, *variáveis aleatórias*. Os conceitos da abordagem de eventos aleatórios serão utilizados na avaliação de Árvores de Falhas e Árvores de Sucesso, enquanto as definições da abordagem com variáveis aleatórias serão utilizadas nas medidas de confiabilidade adotadas.

### 3.3.1. Eventos Aleatórios

Um *evento aleatório*  $E$  é um evento que ocorre segundo uma probabilidade  $P(E)$ , onde  $0 \leq P(E) \leq 1$ . Assim,  $P(E) = 0$  descreve um evento impossível (também representado por  $\emptyset$ ) e  $P(E) = 1$  descreve um evento certo, e quanto mais próximo  $P(E)$  for de 1, maior sua probabilidade de ocorrência. Por exemplo, pode-se definir o evento  $V$ : “vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho”, regido por uma probabilidade de ocorrência  $P(V)$ .

A todo evento  $E$  está associado um evento complementar,  $E^c$ , que se constitui na negação de  $E$ . No exemplo citado, temos que  $V^c$ : “não-vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho”. A probabilidade de ocorrência de  $V^c$  é dada pela Equação 3.1.

$$P(V^c) = 1 - P(V). \quad \text{Equação 3.1}$$

Existem duas principais operações matemáticas envolvendo eventos: interseção e união. Considerem-se dois eventos aleatórios,  $A$  e  $B$ . Sua interseção, representada por  $AB$ , é o evento consistido nas conseqüências comuns a ambos. Sua união,  $A + B$ , é um evento consistido nas conseqüências de qualquer um dos dois eventos  $A$  ou  $B$ , ou nas conseqüências comuns a ambos.

Dois eventos,  $A$  e  $B$ , são independentes se, e somente se:

$$P(AB) = P(A) \times P(B) \quad \text{Equação 3.2}$$

Ou seja, se a probabilidade de ocorrência de sua interseção for o produto de suas probabilidades de ocorrência.

A Equação 3.3 a seguir apresenta a fórmula genérica para a união de dois eventos.

$$P(A + B) = P(A) + P(B) - P(AB) \quad \text{Equação 3.3}$$

Esta definição pode ser entendida observando-se que tanto  $P(A)$  quanto  $P(B)$  incluem  $P(AB)$  e, portanto, este valor deve ser subtraído uma vez. Para a união de mais de dois eventos, deve ser observada a regra da inclusão-exclusão (Ebeling, 1997), mais abrangente que a Equação 3.3. Para três eventos,  $A$ ,  $B$  e  $C$ , por exemplo, além das somas das probabilidades de cada um dos eventos, devem ser excluídas as interseções de cada par de eventos –  $AB$ ,  $AC$  e  $BC$  – pois cada uma delas é contabilizada duas vezes. Contudo, ao se subtrair estas interseções, a parte em comum entre elas, a interseção entre os três conjuntos –  $ABC$  – também é excluída três vezes, e precisa ser adicionada para ser contabilizada. Este é o princípio da regra de inclusão-exclusão, que, generalizada para  $n$  eventos, é descrita pela Equação 3.4.

$$P\left(\bigcup_i^n A_i\right) = \sum_i P(A_i) - \sum_{i < j} P(A_i \cap A_j) + \sum_{i < j < k} P(A_i \cap A_j \cap A_k) - \dots \\ + (-1)^{n+1} P(A_i \cap \dots \cap A_n) \quad \text{Equação 3.4}$$

### 3.3.2. Variáveis Aleatórias

Uma *variável aleatória* assume valores numéricos de acordo com certa distribuição probabilística, que fornece a probabilidade de ocorrência de cada um dos possíveis valores da variável, sejam eles discretos ou contínuos. Podemos, por exemplo, definir uma variável  $T$  como uma variável aleatória que descreve o tempo até a falha de um determinado componente.

A confiabilidade de determinado componente ou sistema pode ser avaliada de acordo com a expectativa da ocorrência dos eventos “falha do componente” ou “falha do sistema”. A modelagem da confiabilidade pode ser feita, por exemplo, através de um teste de vida, que consiste em quantificar, em determinados intervalos de tempo, as falhas de um grupo de componentes.

Tomando um exemplo de teste de vida de determinado componente, com um universo de amostragem adequado, onde  $N$  componentes são colocados em funcionamento simultaneamente. Em cada subintervalo de tempo ( $t_i$ ) do teste ( $t_0, t_1, t_2, \dots$ ) uma quantidade  $n_i$  de componentes irá falhar, sendo a proporção de componentes que falhou em cada intervalo  $t_i$ , dada por  $f_i$  na Equação 3.5.

$$f_i = \frac{n_i}{N} \quad \text{Equação 3.5}$$

A Figura 3.1a, a seguir, demonstra um exemplo de histograma de falhas.

A Figura 3.1b demonstra a curva acumulada das falhas ao longo do tempo. Esta curva representa a *função de falha* do componente; para cada instante  $t_i$ ,  $F_i$  representa a proporção de componentes que falharam até então, fornecendo uma estimativa da *probabilidade* do componente falhar antes de  $t_i$ .

É possível afirmar-se, portanto, que  $1 - F_i$  representa a proporção de componentes que ainda estão em funcionamento no instante  $t_i$ , e define-se a *confiabilidade*,  $R_i$ , do componente no instante  $t_i$  conforme descrito na Equação 3.6.

$$R_i = 1 - F_i \quad \text{Equação 3.6}$$

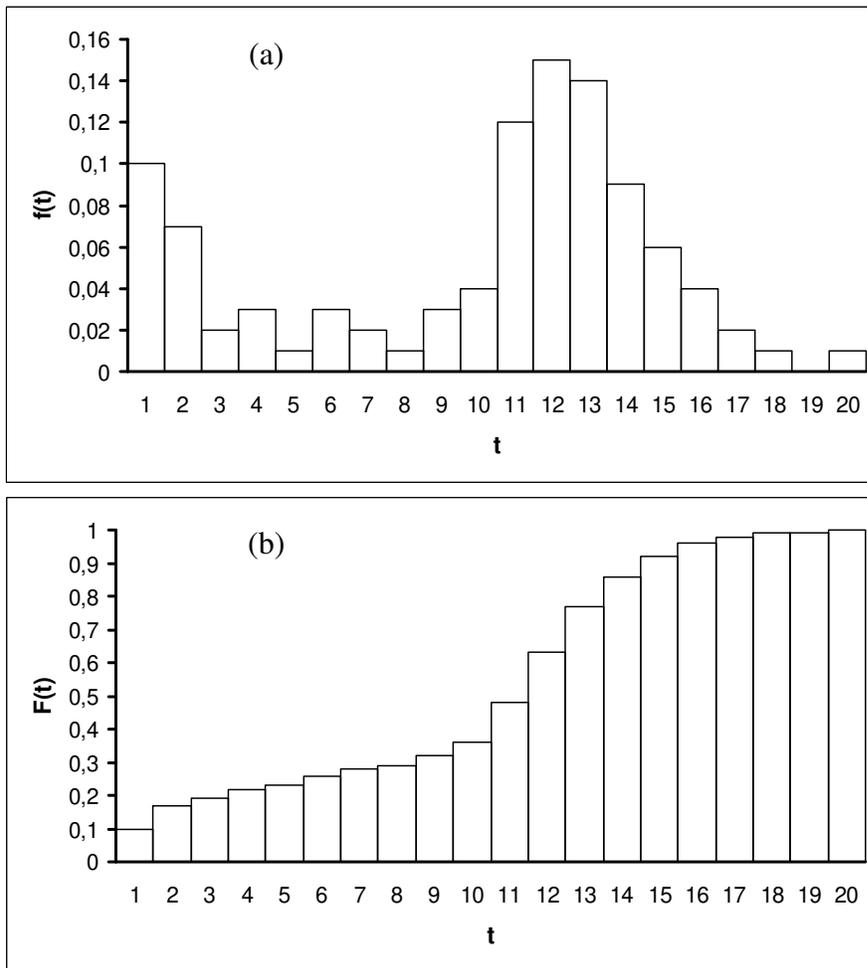


Figura 3.1: (a) Histograma de falhas e (b) cumulativo – *função de falha* do componente

A quantidade de equipamentos que falhou até o tempo  $t_i$ , dada por  $F_i$  (Equação 3.7), é outra medida importante para a análise de confiabilidade.

$$F_i = f_1 + f_2 + \dots + f_i = \sum_{j=1}^i f_j \quad \text{Equação 3.7}$$

Desta forma, a confiabilidade representa a probabilidade do componente não falhar até o instante  $t_i$ . A Figura 3.2, a seguir, apresenta o gráfico da confiabilidade para o exemplo de distribuição demonstrado na Figura 3.1. Esta curva também é conhecida como *função de sobrevivência* do componente.

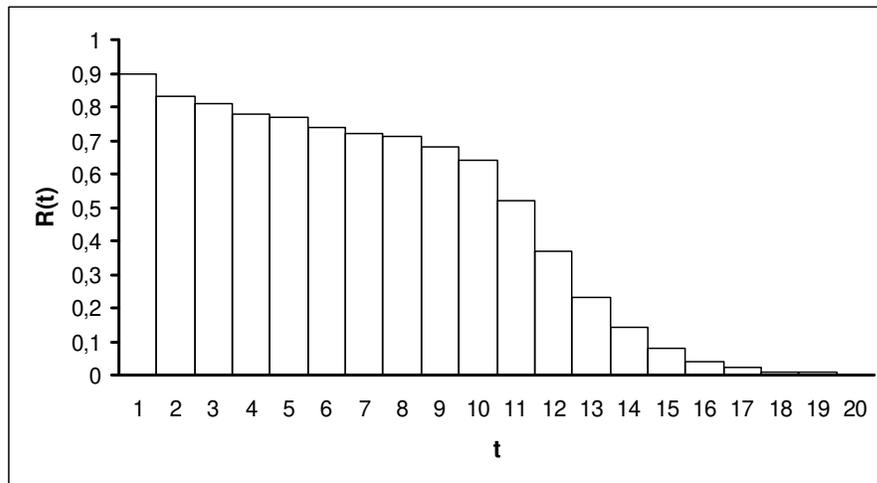


Figura 3.2: *Função confiabilidade* (ou de sobrevivência) do componente

Finalmente, a *taxa de falha*,  $\lambda_i$ , de um componente em um instante  $t_i$  é dada pela Equação 3.8.

$$\lambda_i = \frac{f_i}{R_{i-1}} \tag{Equação 3.8}$$

A taxa de falha representa a probabilidade de um componente falhar no instante  $t_i$ , dado que sobreviveu até o instante  $t_{i-1}$ . Geralmente é obtida a partir de testes de vida acelerada ou do histórico de utilização dos componentes ou sistemas e é demonstrada em “falhas por  $10^6$  horas”. A Figura 3.3, a seguir, apresenta a curva da taxa de falha para o exemplo de teste de componente, com uma linha de tendência aproximada para a função  $\lambda(t)$ .

Devido a seu formato característico, o gráfico da taxa de falha geralmente é denominado como *curva da banheira*: comumente apresenta uma taxa de falha mais acentuada a princípio – representando as falhas de equipamentos com defeitos construtivos, usualmente referidas como *mortalidade infantil*; posteriormente, apresenta um período de taxas de falha constantes e relativamente reduzidas, onde falhas esporádicas e aleatórias ocorrem – período de *vida útil*; e, por fim, as taxas de falha aumentam representando o final da vida útil do componente – *desgaste do componente*.

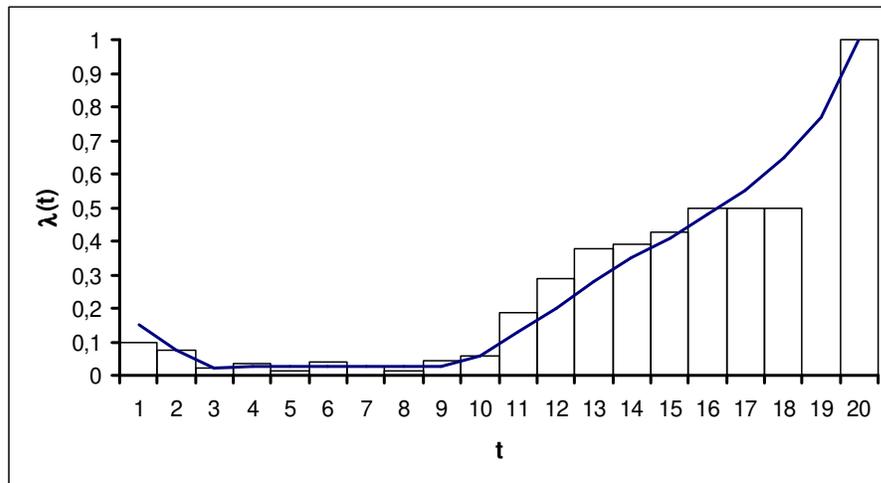


Figura 3.3: Taxa de falha do componente – *curva da banheira*

Geralmente, tanto a distribuição das taxas de falha,  $\lambda_i$ , quanto os demais parâmetros ( $f$ ,  $F$  e  $R$ ) são representados por funções contínuas:  $\lambda(t)$ ,  $f(t)$ ,  $F(t)$ ,  $R(t)$ . Leitch (1995) apresenta uma discussão a respeito da modelagem para a taxa de falha, discorrendo sobre as representações contínuas e discretas.

O modelo de taxa de falha constante, ou modelo exponencial, é um modelo contínuo relativamente simples, que fornece um bom ajuste a sistemas complexos, especialmente em seu período de vida útil. É um modelo com boa resposta para previsão de recursos de reparo quando se tem um conjunto de sistemas cuja confiabilidade está sendo avaliada (Leitch, 1995), tornando esta modelagem indicada para a avaliação de poço-tipo de uma campanha de desenvolvimento da produção. Segundo o modelo exponencial, a distribuição das falhas é dada pela Equação 3.9, a seguir.

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \tag{Equação 3.9}$$

Em distribuições contínuas, a área abaixo da curva de  $f(t)$  fornece a probabilidade associada à distribuição de falhas. Dessa forma, a probabilidade de falha do componente ou sistema até o instante  $t$  é dada pela integral da distribuição de falhas,  $f$ , apresentada na Equação 3.10, a seguir.

$$F(t) = \int_0^t f(x) dx = \int_0^t \lambda e^{-\lambda x} dx \Rightarrow F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \tag{Equação 3.10}$$

A partir das Equações Equação 3.6 e Equação 3.10, confiabilidade é dada pela Equação 3.11, a seguir.

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad \text{Equação 3.11}$$

Dois parâmetros bastante utilizados na Engenharia de Confiabilidade para representar as expectativas de falhas de sistemas ou componentes são o *tempo médio para falha* (MTTF, do inglês *Mean Time To Failure*), que descreve o tempo esperado de funcionamento do componente não-reparável até a falha, e o *tempo médio entre falhas* (MTBF, do inglês *Mean Time Between Failures*), que descreve o tempo esperado entre falhas de um componente reparável. No modelo exponencial, o tempo médio para falha é dado pela Equação 3.12, a seguir.

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad \text{Equação 3.12}$$

### 3.4. Análise por Árvore de Falhas

Uma ferramenta bastante difundida para análise de confiabilidade de sistemas é a Análise por Árvore de Falhas (AdF). Consiste em um método gráfico de análise de cima para baixo (“*top-down*”) e tem o foco em eventos, em contrapartida ao foco em componentes de outras ferramentas de confiabilidade. A AdF tem uma perspectiva baseada nas falhas, e não na confiabilidade em si, o que se constitui numa importante característica deste método de análise.

#### 3.4.1. Evento Topo

Uma Árvore de Falhas é focada em um evento indesejado ou *catastrófico*, comumente referido como *evento topo*. O evento topo aparece na parte superior da árvore de falhas, e sua ocorrência é consequência de combinações de outros eventos, também representados na AdF. Desta forma, é possível realizar-se tanto uma análise qualitativa, determinando-se as causas básicas ou a sequência de eventos que levam a uma falha, quanto uma análise quantitativa, contabilizando-se a probabilidade de ocorrência do evento topo a partir das probabilidades de ocorrência dos eventos que levam à sua ocorrência.

### 3.4.2. Simbologia

Alguns dos símbolos comumente utilizados em análises por AdF estão demonstrados na Figura 3.4, a seguir. As portas lógicas “E” e “OU” são utilizadas para relacionar eventos intermediários ou básicos, gerando eventos resultantes.



Figura 3.4: Alguns símbolos utilizados em análises por Árvore de Falhas

Considerando-se eventos independentes, a probabilidade de ocorrência da saída de uma porta “E” é equivalente à probabilidade de ocorrência da interseção dos eventos na entrada da porta, dada pela multiplicação das suas probabilidades de ocorrência, segundo a Equação 3.2. Para as portas “OU”, o resultado é representado pela probabilidade de ocorrência da união dos eventos na entrada da porta, dada pela regra de inclusão-exclusão, descrita na Equação 3.4.

### 3.4.3. Exemplo de Análise de Confiabilidade

Como exemplo de uma análise de confiabilidade, assumamos uma AdF para um Dispositivo de Segurança, cuja função é impedir o fluxo através de si, fechando um duto ou tubulação. Considere-se que este dispositivo possua três modos de falha independentes principais: *falha no fechamento* do dispositivo (FNF), *vazamento* através do dispositivo quando este se encontra *na posição fechada* (VPF) ou *vazamento* para o meio *externo* através da carcaça do dispositivo (VE). Considerando-se o modelo de taxa de falha constante, ou modelo exponencial, considerem-se as

seguintes taxas de falha, com distintas ordens de grandeza, do dispositivo de segurança (DS), e respectivos MTTF:

$$\text{DS – Falha no fechamento: } \lambda_1 = 3,2 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow \text{MTTF} = 3,56 \text{ anos} ;$$

$$\text{DS – Vazamento na Posição Fechada: } \lambda_2 = 7,2 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow \text{MTTF} = 15,84 \text{ anos} ;$$

$$\text{DS – Vazamento Externo: } \lambda_3 = 0,6 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow \text{MTTF} = 190,13 \text{ anos}.$$

Para se analisar a confiabilidade, considere-se um tempo de missão de  $T = 10 \text{ anos}$ . Como as taxas de falha são representadas em falhas por horas, deve-se considerar o tempo de missão nesta unidade, i.e.,  $T = 10 \times 365,25 \times 24 = 87.660 \text{ h}$ . Desta forma, a partir da Equação 3.10, temos:

$$\lambda_1 = 3,2 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow P_1^T = F_1(T) = 9,40 \times 10^{-1} \cong 94\% ;$$

$$\lambda_2 = 7,2 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow P_2^T = F_2(T) = 4,68 \times 10^{-1} \cong 47\% ;$$

$$\lambda_3 = 0,6 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \Rightarrow P_3^T = F_3(T) = 5,12 \times 10^{-2} \cong 5\% .$$

Temos então um dispositivo que possui três modos de falhas independentes. Para a construção da AdF que o representa, deve-se avaliar como a ocorrência destas falhas irá impactar na funcionalidade do Dispositivo de Segurança analisado. Considerando-se que *toda e qualquer uma das falhas* leva à falha do equipamento, a AdF do DS deve ser representada por uma porta “OU”, implicando que a falha de uma entrada *ou* de outra implica na falha do DS. A Figura 3.5 apresenta a AdF para o Dispositivo de Segurança, com as probabilidades de ocorrência dos eventos básicos (modos de falha) descritas para a missão considerada.

Seguindo-se a regra de inclusão-exclusão, Equação 3.4, e considerando-se a Equação 3.2 para eventos independentes, a probabilidade do evento topo *Falha do Dispositivo de Segurança*,  $P_{DS}^T$ , é dada por:

$$P_4^T = P_1^T + P_2^T + P_3^T - P_1^T P_2^T - P_1^T P_3^T - P_2^T P_3^T + P_1^T P_2^T P_3^T$$

$$P_4^T = 9,40 \times 10^{-1} + 4,68 \times 10^{-1} + 5,12 \times 10^{-2} - 4,40 \times 10^{-1} - 4,81 \times 10^{-2} - 2,40 \times 10^{-2} + 2,25 \times 10^{-2}$$

$$P_{DS}^T = 9,69 \times 10^{-1} \cong 97\%$$

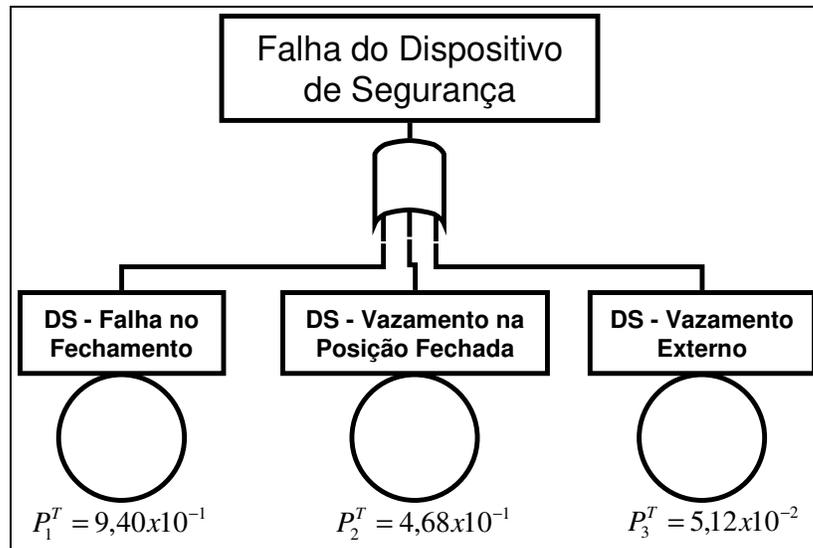


Figura 3.5: Árvore de Falha para *Falha do Dispositivo de Segurança*

É interessante observar que a alta probabilidade de falha do Dispositivo de Segurança (da ordem de 97%) foi influenciada pela baixa confiabilidade associada ao modo de falha de “Falha no Fechamento”, cujo MTTF (aproximadamente 3,6 anos) é bem inferior ao tempo considerado na campanha (10 anos).

Ainda considerando o Dispositivo de Segurança avaliado e assumindo que a função de fechamento do poço que ele realiza possa também ser realizada, de forma alternativa, por um segundo Equipamento de Segurança Contingencial (ESC), pode ser construída uma Árvore de Falha da *Função de Segurança* de fechamento do poço. Considerando a taxa de falha do equipamento de segurança contingencial como  $\lambda_c = 1,3 \times 10^{-6}$ , ( $MTTF = 87,75$  anos) associado a uma probabilidade de falha dada por  $P_{ESC}^T = 1,08 \times 10^{-1}$  (Equação 3.10), podemos analisar o evento topo de falha da função de segurança através da AdF descrita na Figura 3.6.

A AdF demonstrada pela Figura 3.6 utiliza uma porta “E”: uma vez que a Função de Segurança pode ser exercida tanto pelo Dispositivo de Segurança quanto pelo Equipamento de Segurança Contingencial, para que ocorra uma falha na função, uma entrada  $e$  a outra devem falhar. A probabilidade de ocorrência do evento topo, *Falha da Função de Segurança*,  $P_{FS}^T$ , seria, considerando-se falhas independentes do DS e do ESC, encontrada a partir da Equação 3.2 e dada por:

$$P_{FS}^T = P_{DS}^T \times P_{ESC}^T$$

$$P_{FS}^T = 9,69 \times 10^{-1} \times 1,08 \times 10^{-1} = 1,04 \times 10^{-1}$$

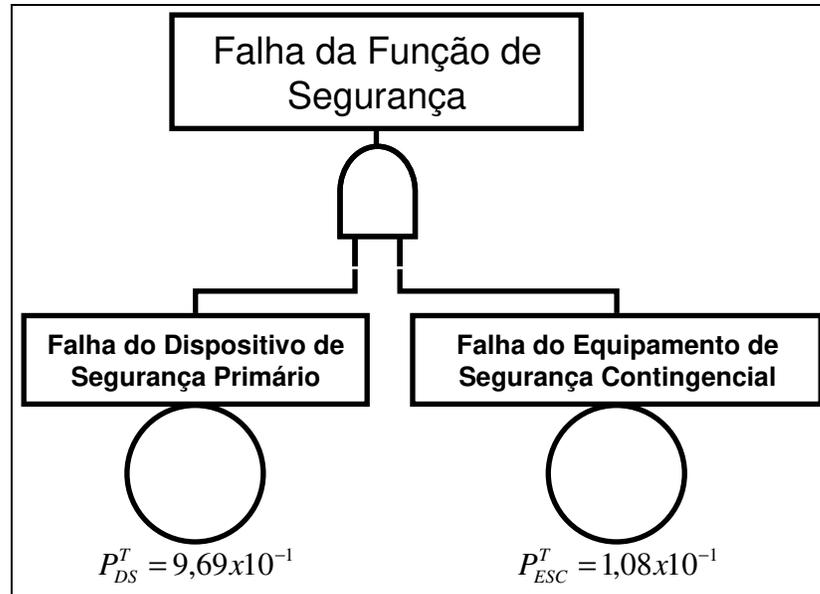


Figura 3.6: Árvore de Falha para *Falha da Função de Segurança*

Portanto, a probabilidade de perda da Função de Segurança, exercida pelo Dispositivo de Segurança avaliado ou pelo Equipamento de Segurança Contingencial, é de aproximadamente  $1,04 \times 10^{-1}$  ou 10,4%.

#### 3.4.4. Cortes Mínimos

Em análises por Árvores de Falhas, *cortes*,  $C$ , são conjuntos de eventos que implicarão na ocorrência do evento topo. Como exemplo, observando a AdF descrita na Figura 3.7, pode-se dizer que  $C01 = \{\text{Evento 1, Evento 2, Evento 3}\}$  é um corte, o que implica afirmar que “caso o Evento 1, 2 e 3 ocorram, o evento topo ocorrerá”. A partir da definição de *cortes*, define-se *corte mínimo*,  $K$ , como um conjunto de eventos que não possuem subconjuntos que sejam cortes e, portanto, não pode ser reduzido sem perder a condição de ser um *corte*. Retomando o exemplo, o corte  $C01$ , pode ser reduzido para um subconjunto  $C02 = \{\text{Evento 1, Evento 2}\}$  que também é um corte. Contudo, os subconjuntos de  $C02$  não são cortes e assim pode-se afirmar que  $C02$  é um *corte mínimo*.

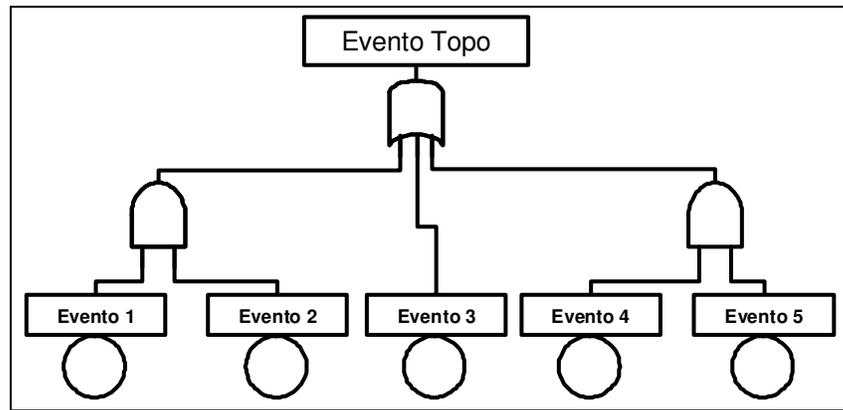


Figura 3.7: Árvore de Falhas para identificação de cortes mínimos

Os cortes mínimos para a AdF da Figura 3.7 são:

$K01 = C02 = \{\text{Evento 1, Evento 2}\};$

$K02 = C04 = \{\text{Evento 3}\};$

$K03 = \{\text{Evento 4, Evento 5}\}.$

## 4. CONJUNTO SOLIDÁRIO DE BARREIRAS

### 4.1. Integridade de Poço e Barreiras de Segurança

Conforme descrito no Cap. 2, o presente trabalho tem foco em uma das funcionalidades de um poço de petróleo durante sua fase de produção/injeção, comumente referida como “integridade de poço”. O conceito formal de integridade de poço foi descrito na Seção 2.2.2 como:

Aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco de descargas não controladas de fluidos do reservatório ao longo do ciclo de vida do poço (NORSOK, 2004. Tradução do autor).

Em termos de equipamentos, para se garantir a integridade de um poço, é necessário que durante sua vida útil estejam disponíveis *barreiras de segurança*. Na indústria do petróleo, geralmente considera-se que devem existir pelo menos duas *barreiras de segurança independentes* em todas as fases do poço, desde a construção até a produção.

Segundo Miura et al. (2006), definições distintas do conceito de barreiras vêm sendo empregadas pela indústria petrolífera desde meados de 1980. Conceitualmente, existe uma divergência entre as distintas definições, mas todas possuem como ponto em comum o objetivo primordial das barreiras de segurança: evitar o fluxo descontrolado de fluidos da formação produtora para o meio ambiente.

Destacam-se duas definições: uma da agência reguladora brasileira, *Agência Nacional do Petróleo* (ANP), e a outra da norma de regulação das atividades na plataforma continental da Noruega, NORSOK D-010.

“Barreira: separação física apta a conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis, podendo ser: líquida (e.g. fluido de perfuração com reboco, etc.), sólida consolidada (e.g. tampões de cimento, revestimento

cimentado, etc.), ou sólida mecânica (e.g. *packer*, plugues, etc.)” (BRASIL, 2002).

“Barreira de Poço: envelope de um ou diversos elementos de barreira (i.e. objetos que sozinhos podem não ser capazes de prevenir fluxo de um lado a outro de si) dependentes prevenindo o fluxo não-intencional de fluidos ou gases desde a formação para outra formação ou para a superfície” (NORSOK, 2004. Tradução do autor).

Apesar das definições terem em comum o objetivo das barreiras de prevenir fluxo incontrolado a partir do poço para o meio ambiente, pode-se perceber uma variação conceitual entre as duas definições expostas. Observa-se que, enquanto a NORSOK (2004) trata *barreiras de poço* como envelopes de *elementos de barreira* impedindo vazamentos, as definições regulatórias brasileiras utilizam o termo *barreira* para definir um equipamento ou elemento específico.

A regulamentação norueguesa foi pioneira no sentido de descrever um *conjunto* de elementos para compor uma barreira de segurança. Esta concepção mostra uma preocupação com a continuidade da barreira de segurança ao longo dos distintos caminhos por onde um vazamento pode ocorrer, prevendo a necessidade de estancar fluidos e a pressões do reservatório em um *envelope* ou *contêiner*.

Para se ilustrar a definição de *elementos de barreiras*, tome-se um exemplo ilustrado pela NORSOK (2004), de barreiras para o poço produzindo, demonstrado na Figura 4.1. A norma descreve uma barreira de segurança primária para este cenário sendo composta pelos seguintes *elementos de barreiras* (conforme Tabela 4.1): (1) obturador (*packer*) de produção; (2) coluna de produção; e (3) Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS).

Adicionalmente, é também descrita uma barreira de segurança secundária, composta pelos *elementos de barreiras*: (1) cimentação do revestimento; (2) revestimento; (3) cabeça do poço; (4) suspensor de coluna; (5) linha de acesso ao anular e válvulas; (6) árvore de natal.

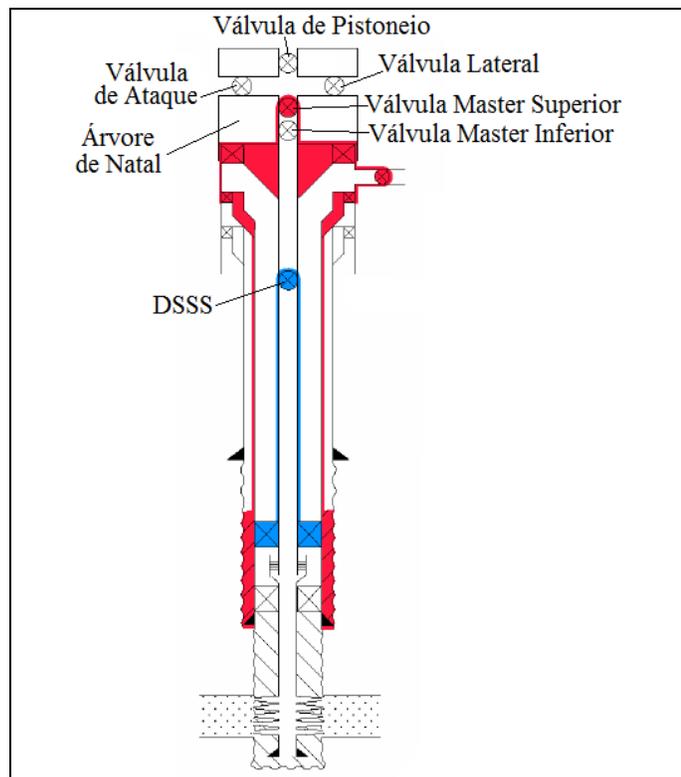


Figura 4.1: Barreiras de Segurança para Produção, adaptado de NORSOK (2004)

Tabela 4.1: Descrição das barreiras e elementos de barreiras, adaptado de NORSOK (2004)

<b>Elementos de Barreiras</b>	Comentários
<b>Barreira Primária</b>	
1. Obturador de produção	
2. Coluna de produção	Tubos entre DSSS e obturador de produção
3. DSSS	
<b>Barreira Secundária</b>	
1. Cimento do revestimento	
2. Revestimento	
3. Cabeça do poço	Suspensor de revestimento, cabeça de produção e conectores
4. Suspensor de coluna	
5. Linha de acesso ao anular e válvulas	
6. Árvore de Natal	Carcaça e válvula máster

A visão da *barreira de segurança* como um contêiner fica clara visualmente na Figura 4.1, onde é possível perceber que os distintos *elementos de barreira* são interligados entre si, de forma a envolver o reservatório. A NORSOK avalia diversos cenários (e.g. “perfuração, testemunho e manobra com coluna de perfuração cisalhável”, “retirada de BOP e descida de ANM”, etc.) e descreve uma barreira de segurança primária e uma secundária para cada um.

A análise de barreiras de segurança segundo o método descrito pela NORSOK tenta garantir que todos os caminhos possíveis de vazamento possuam elementos de barreiras e que estes estejam interligados entre si, garantindo uma continuidade para criar um invólucro que contém a pressão do reservatório. Contudo, a denominação de *elementos de barreiras* para equipamentos como o dispositivo de segurança de subsuperfície ou o BOP não é normalmente utilizada na indústria mundial ou no Brasil. O que a norma norueguesa define como *elemento de barreira*, por exemplo, é comumente reconhecido e denominado como *barreira de segurança* na indústria petrolífera brasileira.

De maneira semelhante à concepção utilizada na NORSOK, a visão apresentada por Miura (2004) apresenta continuidade das barreiras de segurança, com definições mais próximas à realidade e conhecimento tácito da indústria petrolífera brasileira. Desta forma, de Miura (2004), pode ser extraído a seguinte definição para *barreiras de segurança de um poço de petróleo*:

Separação física apta a impedir o fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável (formação) para o meio ambiente ao longo de caminhos específicos (Miura, 2004).

Miura (2004) explicita oito *caminhos* possíveis entre o reservatório e o meio ambiente por onde pode ocorrer um vazamento não intencional e descontrolado. Neste trabalho, serão adotados quatro caminhos principais entre o reservatório e o meio ambiente: *rocha, anular externo, poço e coluna*. A Figura 4.2, a seguir, apresenta esquematicamente estes quatro caminhos.

Coluna: caminho que consiste em toda e qualquer coluna no interior do poço, seja de produção, injeção, teste, trabalho ou de perfuração.

Poço: caminho definido como o interior do último revestimento assentado e cimentado; caso exista coluna, é o caminho do anular entre a coluna e este revestimento.

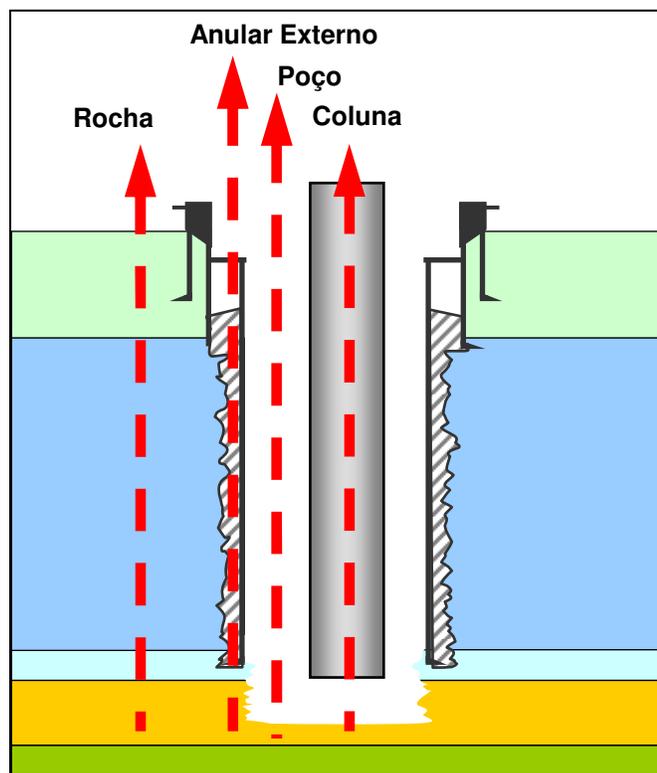


Figura 4.2: Caminhos para avaliação de integridade em um poço de petróleo

Anular Externo: espaço anular externo ao último revestimento assentado e cimentado.

Rocha: caminho entre o reservatório e o meio ambiente através das camadas litológicas.

Comparando-se a Figura 4.1 com a Figura 4.2, é possível observar que a norma norueguesa considera a composição das barreiras de segurança olhando para o poço como um sistema limitado pelos seus revestimentos cimentados (Figura 4.1), sem analisar barreiras, ou *elementos de barreiras*, no caminho *rocha*. Entretanto, eventos de perda de integridade de poço são encontrados na literatura, inclusive na Noruega (Pettersen et al., 2006), onde vazamentos descontrolados ocorreram no entorno de poços de petróleo, através desse caminho.

Esta análise limitada ao poço é a mais comum na indústria e a norma norueguesa apresenta, de fato, um avanço em relação à visão normalmente adotada, que prega a necessidade de “duas barreiras de segurança independentes no poço”, sem avaliar o caminho *rocha* e sem a preocupação com a *continuidade* das barreiras. A Figura 4.3, a seguir, apresenta uma representação esquemática desta visão.

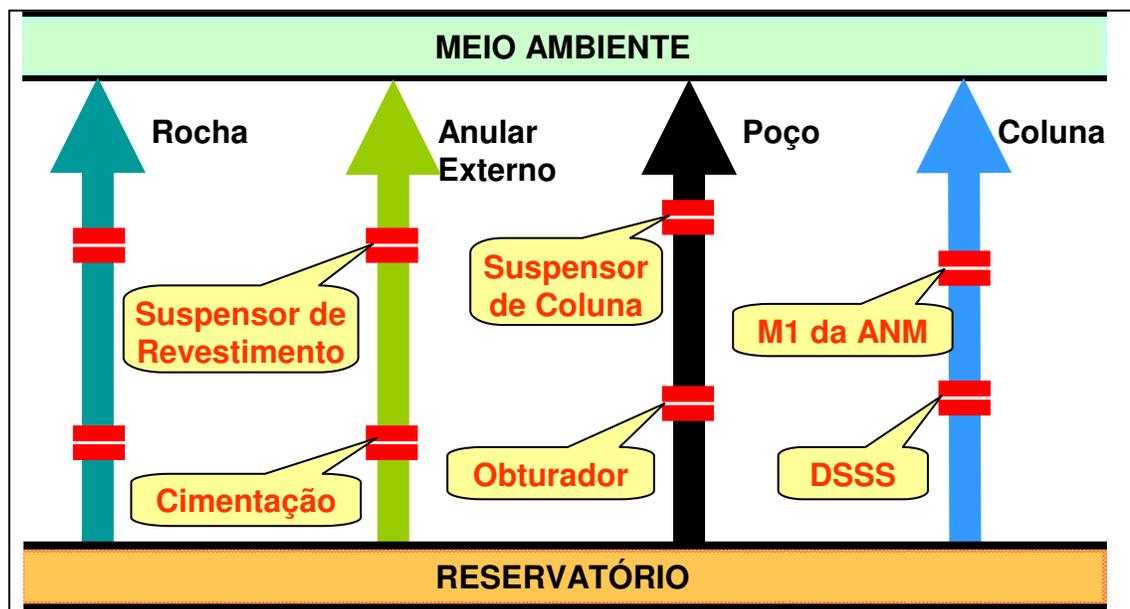


Figura 4.3: Duas barreiras de segurança por caminho

A definição de barreiras apresentada por Miura (2004) engloba a concepção mais aceita na indústria petrolífera brasileira, classificando como *barreiras de segurança* equipamentos como obturadores (*packers*), válvulas de segurança, BOP, ANM, revestimentos, fluido de perfuração, etc. São equipamentos ou fluidos com algum grau de complexidade, e quase sempre formados por *componentes* que podem inclusive atender à definição de barreira. Podem também ser considerados *componentes* determinados critérios de validação de barreiras, como a garantia de peso adequado do fluido de perfuração, ou a integridade das barreiras quanto a seus modos de falha. Desta forma, pode-se dizer que uma barreira está *disponível* caso ela se encontre íntegra em relação a cada um dos seus modos de falha mapeados.

Tomando-se como exemplo uma ANM, demonstrada na Figura 2.4, é possível dizer que a *barreira de segurança* ANM possui entre seus *componentes*: bloco da ANM, conector da ANM à BAP, *stabs* de produção e anular, válvulas M1, W1, S1, XO, M2, W2, S2, sistema de controle das válvulas, etc. A ANM é uma “separação física apta a impedir o fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável (formação) para o meio ambiente ao longo” dos caminhos *coluna* e *poço*, e suas válvulas desempenham esta função para o caminho *coluna* e também são definidas como barreiras.

De forma mais detalhada, pode-se considerar que os componentes da barreira ANM estejam associados aos seus modos de falha. Neste caso, alguns dos componentes da ANM seriam: “bloco da ANM – Vazamento Externo”, “válvula M1 – Vazamento Externo”, “válvula M1 – Falha no Fechamento”, “válvula M1 – Vazamento na Posição Fechada”, etc. Desta forma, pode-se utilizar as probabilidades de sucesso (confiabilidade) associadas a cada um dos modos de falhas identificados para as barreiras ou seus componentes para se quantificar a confiabilidade da barreira.

Durante a produção, o fluxo de um poço pode ser interrompido na ANM pelas válvulas M1 e W1, por exemplo. Contudo, estas barreiras não são *independentes*: para que estas válvulas atuem como barreiras, outros *componentes* da ANM também devem estar funcionais, como o *stab* de produção e o bloco da ANM. Pode-se definir, então, que:

Duas ou mais barreiras são independentes uma(s) da(s) outra(s) quando o funcionamento de cada uma das barreiras não depende de componentes em comum.

Neste exemplo, portanto, pode-se dizer que a ANM possui barreiras redundantes, porém a ANM atua como uma única *barreira independente*.

A partir da definição de barreiras de segurança, Miura (2004) apresenta o conceito de *Conjunto Solidário de Barreiras*, utilizado para criar um envelope em torno do reservatório e garantir que as barreiras de cada caminho sejam interligadas, ou *solidárias* entre si.

## **4.2. Conjunto Solidário de Barreiras**

A definição formal de *Conjunto Solidário de Barreiras* (CSB) é apresentada por Miura (2004), como:

Conjunto composto de uma ou mais barreiras, apto a impedir o fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável considerando todos os caminhos possíveis (Miura, 2004).

A composição dos CSB é realizada de forma a garantir uma barreira de segurança em cada caminho e considerar que estas barreiras contenham interligações que impeçam qualquer tipo de comunicação, ou *atalhos*, entre os caminhos (e.g. uma comunicação entre os caminhos *coluna* e

*poço* pode acontecer se houver um vazamento em uma conexão de tubos de produção ou no *stab* de produção da ANM). Os *atalhos* entre caminhos são inúmeros e de difícil mapeamento e considerar a visão normalmente adotada na indústria, de “duas barreiras de segurança em cada caminho”, pode não significar a integridade do poço. A Figura 4.4, a seguir, ilustra dois exemplos de ligações entre caminhos, ou *atalhos*, que podem contornar duas barreiras dos caminhos normalmente avaliados pela indústria: *coluna*, *poço* e *anular externo*.

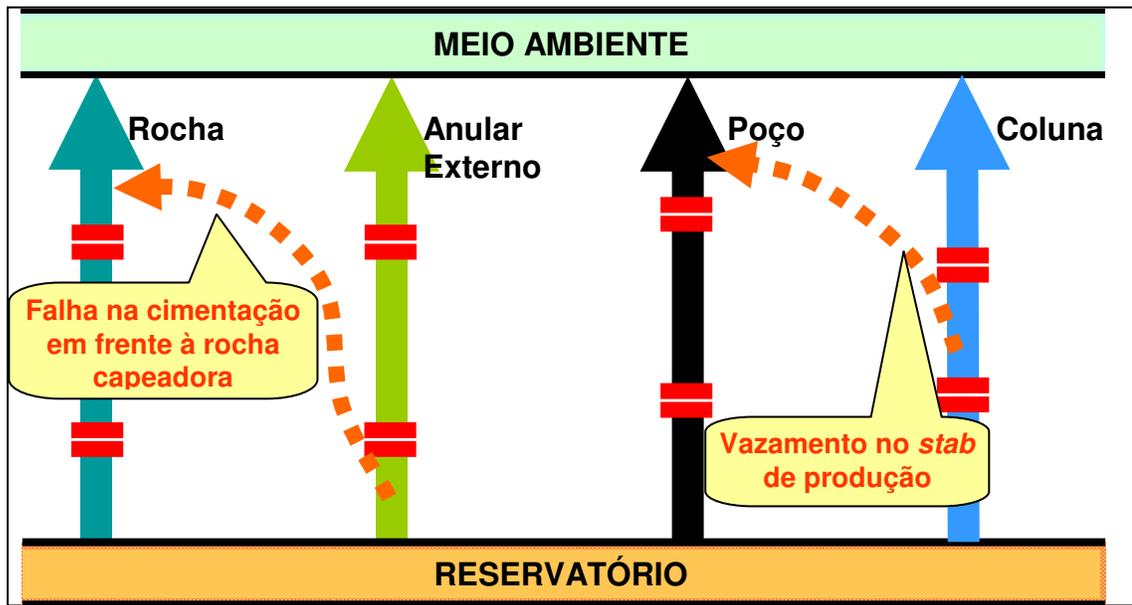


Figura 4.4: Atalhos de vazamentos contornando “duas barreiras por caminho”

Tanto a visão de *barreiras de segurança* apresentada pela NORSOK (2004), quanto o conceito de CSB apresentado por Miura (2004) avaliam envelopes no poço, inserindo meios de avaliar a integridade do poço de forma que não existam atalhos. A Figura 4.5, a seguir, apresenta um esquema representativo de como *Conjuntos Solidários de Barreiras* atuam nos quatro caminhos analisados.

O conceito de independência dos CSB também deve ser analisado para se realizar uma avaliação de integridade com base neste critério. Assim como duas barreiras de segurança são independentes entre si quando seu funcionamento não depende de componentes em comum, dois CSB são independentes um do outro quando não possuem barreiras ou componentes em comum.

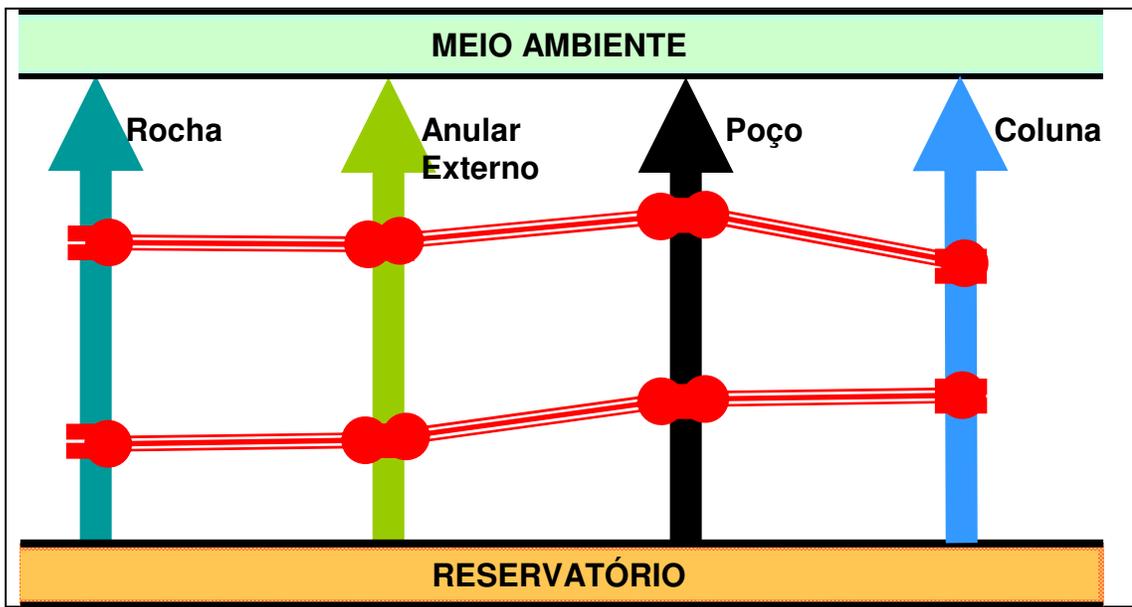


Figura 4.5: Dois Conjuntos Solidários de Barreiras no poço

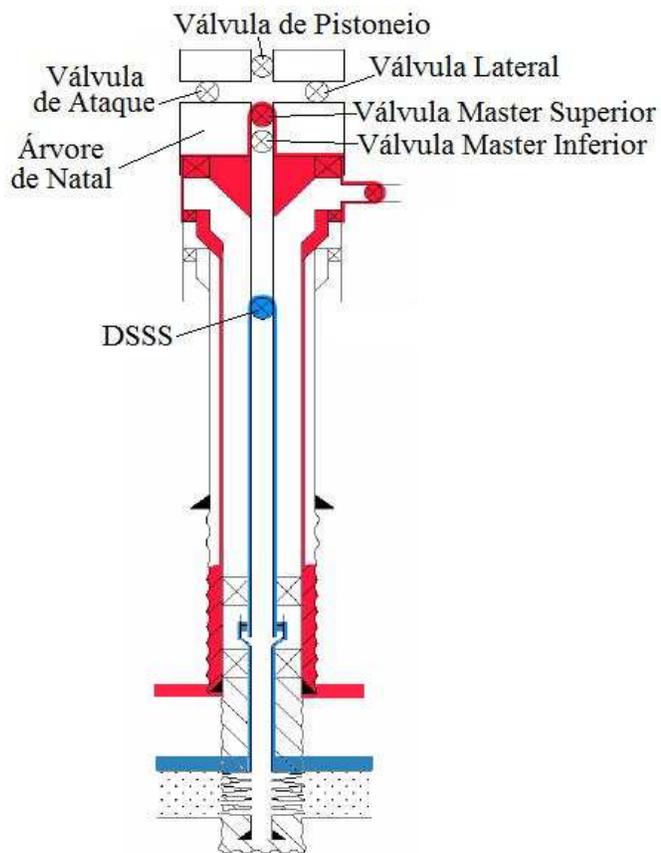


Figura 4.6: Conjuntos Solidário de Barreiras para Produção (adaptado de NORSOK, 2004)

Os critérios de avaliação de segurança operacional e de integridade propostos neste trabalho consideram o conceito de *Conjuntos Solidários de Barreiras*: uma operação deve ser considerada *segura* quando houver *dois CSB independentes e testados*; e a avaliação do risco de perda de *integridade* do poço deve ser feita contabilizando-se a *confiabilidade dos Conjuntos Solidários de Barreiras* instalados na última intervenção no poço.

Utilizando-se o exemplo descrito na Figura 4.1, podemos identificar dois Conjuntos Solidários de Barreiras para um poço produtor com dispositivo de segurança de subsuperfície. O esquema do poço com os CSB destacados é ilustrado na Figura 4.6, acima, e os CSB são descritos na Tabela 4.2, a seguir.

Tabela 4.2: Descrição dos Conjuntos Solidários de Barreiras, adaptado de NORSOK (2004)

<b>Barreiras</b>	<b>Comentários</b>
<b>Conjunto Solidário de Barreiras Primário</b>	
1. Rocha capeadora da formação	
2. Cimentação do <i>liner</i> de produção	
3. <i>Liner</i> de produção	Vedação da junta de expansão
4. Coluna de produção	Tubos entre DSSS e junta de expansão
5. DSSS	
<b>Conjunto Solidário de Barreiras Secundário</b>	
1. Rocha selante	Rocha impermeável e competente para aguentar a pressão do reservatório
2. Cimento do revestimento	
3. Revestimento de produção	
4. Cabeça do poço	Suspensor de revestimento, cabeça de produção e conectores
5. Suspensor de coluna	
6. Linha de acesso ao anular e válvulas	
7. Árvore de Natal	Carcaça e válvula máster

Apesar de a presença de *dois CSB independentes e testados* no poço constituir um critério suficiente para determinar uma condição favorável em relação à integridade do poço, podem

existir outros equipamentos que atuam como barreiras de segurança, mas não são integrantes de nenhum dos dois CSB considerados. As válvulas de pistoneio e lateral de produção (S1 e W1, respectivamente) da ANM, por exemplo, são separações físicas aptas a impedir o fluxo não intencional para o meio ambiente ao longo do caminho coluna e, apesar de não fazerem parte dos CSB descritos na Tabela 4.2, reforçam a integridade do poço. Estes equipamentos podem ser considerados *barreiras alternativas* ou *backups* aos CSB, com atuações limitadas a determinados caminhos.

### 4.3. Grafos de Barreiras e Grafos de CSB

*Grafos de conjuntos* são ferramentas utilizadas para se mapear relações entre os elementos de um conjunto, explicitando sua interdependência. Para tanto, são adotados nós e arcos que representam, respectivamente, os elementos do conjunto e a relação entre eles, com domínio  $[0,1] \rightarrow [0,1]$  (Miura, 2004). Os grafos de conjunto são baseados na técnica de árvores de falhas, descrita na Seção 3.4.

Assim, adotam-se *grafos de barreiras* para se explicitar as relações entre os elementos do conjunto, i.e., as relações entre as disponibilidades dos componentes de uma barreira, gerando sua disponibilidade. A Figura 4.7, a seguir, demonstra um grafo para a barreira “Dispositivo de Segurança de Subsuperfície” (DSSS), onde a disponibilidade de cada componente de barreira é representada por “F” (valor 0) ou “V” (valor > 0).

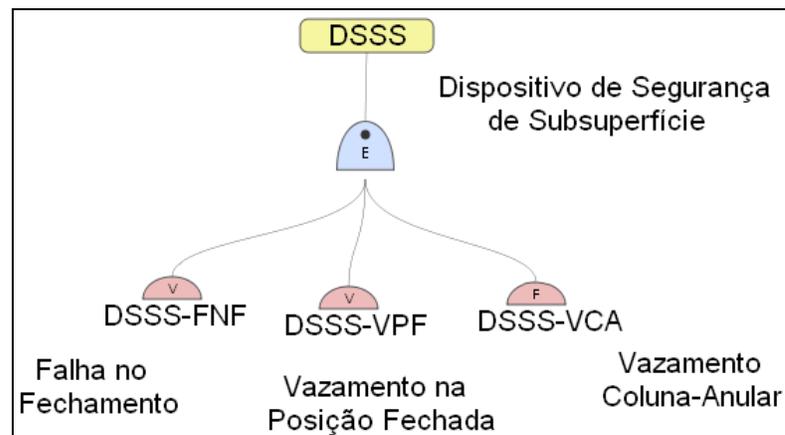


Figura 4.7: Grafo de barreira para “Dispositivo de Segurança de Subsuperfície”, com indisponibilidade em relação ao modo de falha “Vazamento Coluna-Anular”

O grafo descrito na Figura 4.7 indica que, para que o dispositivo de segurança de subsuperfície” seja considerado uma barreira ativa, é necessário que ele esteja íntegro quanto ao modo de falha “Falha no Fechamento” e que esteja íntegro quanto ao modo de falha “Vazamento na Posição Fechada” e que esteja íntegro quanto ao modo de falha “Vazamento Coluna-Anular”. Podemos entender o grafo de barreira como uma *árvore de sucesso*, à medida que não analisa a ocorrência de um evento-topo indesejado, mas sim a disponibilidade de uma barreira ou CSB. No exemplo demonstrado na Figura 4.7, a disponibilidade do DSSS quanto ao modo de falha “Vazamento Coluna-Anular” é *falsa*, implicando a indisponibilidade deste critério.

De forma análoga, o grafo de um Conjunto Solidário de Barreiras representa as relações entre as disponibilidades das barreiras que o compõem, avaliando a disponibilidade do CSB. A Figura 4.8, a seguir, apresenta o grafo do CSB Primário descrito na Figura 4.6.

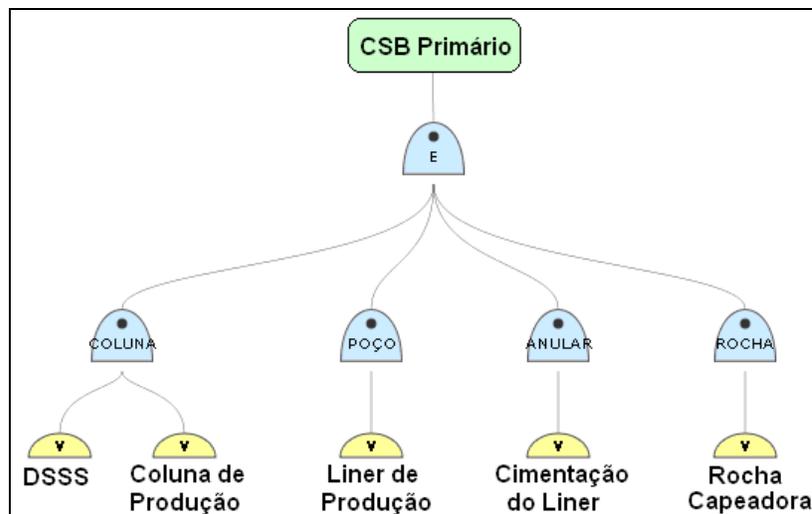


Figura 4.8: Grafo do CSB Primário para o poço produtor da Figura 4.6

## 5. ANÁLISE DO PROJETO DE COLUNA DE COMPLETAÇÃO

### 5.1. Métodos de Análise do Projeto de Coluna de Completação

Neste capítulo serão demonstrados dois métodos de análise de projetos de coluna de completação com foco em integridade de poço: o primeiro, proposto por Corneliussen (2006), é baseado na identificação dos caminhos de vazamento (*atalhos*) de um poço completado e na construção de *diagramas de barreiras* e de uma *Árvore de Falhas* que representam as falhas que levam a estes vazamentos e finalmente a um vazamento para o meio ambiente; o segundo método, proposto neste trabalho, é baseado na identificação de Conjuntos Solidários de Barreiras independentes no poço completado e na construção de grafos de barreiras e de CSB que descrevem e quantificam sua disponibilidade.

### 5.2. Avaliação de Risco na Fase de Produção de Poços Marítimos

O trabalho “Controle de Risco na Fase Operacional de Poços Marítimos” (Corneliussen, 2006. Tradução do autor) propõe uma metodologia de análise de risco na fase de produção, para poços submarinos, analisando duas funções de segurança de um poço na fase de produção: *fechamento de emergência e integridade*. A *função de fechamento de emergência* refere-se à capacidade dos equipamentos instalados no poço (e.g. DSSS e válvulas da ANM) de interromper o fluxo a partir de uma solicitação (comando) ou de uma falha que leve à perda de potência hidráulica nas linhas de controle. A *função integridade de poço* refere-se à sua capacidade de prevenir vazamentos para o meio ambiente durante a produção e enquanto o poço estiver fechado.

Será apresentada a análise proposta por Corneliussen (2006) para a função integridade de poço, que se baseia na identificação dos modos de falhas das barreiras de segurança, na

identificação de atalhos de vazamentos, na construção de *diagramas de barreiras* e finalmente de uma Árvore de Falhas.

A metodologia pode ser dividida em oito passos, descritos a seguir:

1. Definição do escopo de completção analisado, com descrição dos equipamentos;
2. Definição do evento indesejado;
3. Definição das cavidades onde a pressão pode ser trapeada entre o reservatório e o meio ambiente;
4. Identificação dos modos de falha das barreiras e caminhos de vazamento;
5. Identificação da tolerância à falha do sistema;
6. Identificação dos vetores de barreiras;
7. Identificação dos cortes mínimos (*minimal cut sets*);
8. Cálculo da probabilidade de vazamento.
9. A seguir, cada um dos passos será descrito e percorrido com um exemplo.

### **5.2.1. Definição do escopo de completção**

O exemplo de aplicação da metodologia será baseado no esquema de poço produtor demonstrado na Figura 5.1, a seguir. A coluna de completção considera produção de duas zonas, com seletividade remota (completção inteligente – CI), injeção química e monitoramento dedicados em cada zona, válvula de segurança e mandril de *gas lift*.

Os equipamentos da completção inferior são:

- Cauda com extremidade tamponada ou *bull-plug* 3 ½”;
- Tubos de Produção 3 ½”;
- Mandril de Injeção Química 3 ½” (MIQ);
- Mandril de PDG 3 ½” (MPDG);
- Válvula de completção inteligente 3 ½” (VCI);
- Obturador ou *packer* 7” (PKR).

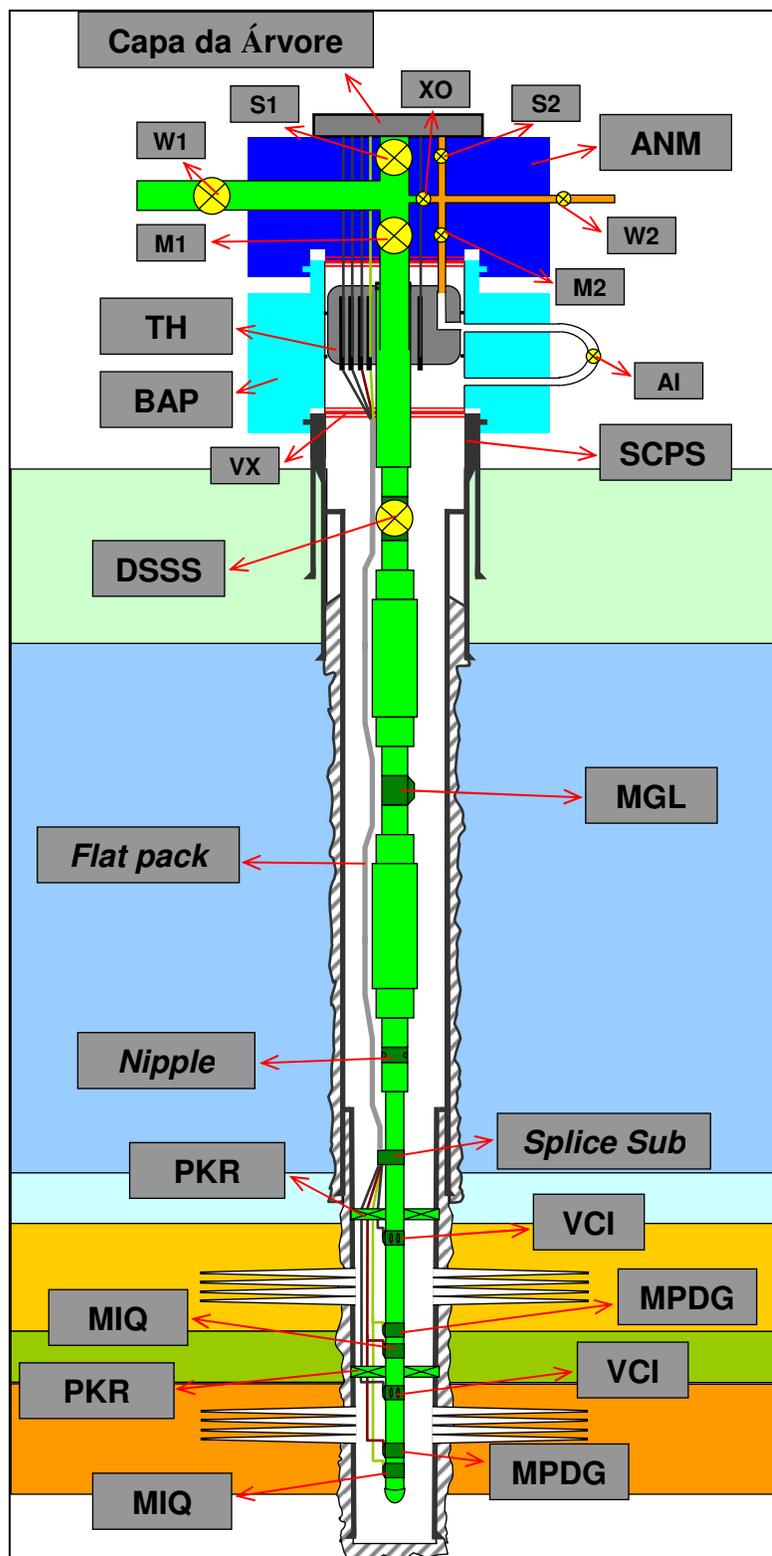


Figura 5.1: Esquema de completção de poço considerado na aplicação da metodologia

Os equipamentos da completção superior são:

- Tubos de Produção 3 ½”;
- Junta de acoplamento de cabo chato ou Splice sub 3 ½”;
- Junta de transição ou crossover 3 ½” x 4 ½”;
- Tubos de Produção 4 ½”;
- Junta de assentamento de acessórios ou nipple 4 ½”;
- Junta de transição ou crossover 4 ½” x 5 ½”;
- Tubos de Produção 5 ½”;
- Junta de transição ou crossover 5 ½” x 6 5/8”;
- Tubos de Produção 6 5/8”;
- Mandril de Gas Lift 4 ½” (MGL);
- Dispositivo de Segurança de Subsuperfície 4 ½” (DSSS).

Os equipamentos submarinos são:

- Sistema de cabeça de poço submarino (SCPS);
- Anel de vedação (VX);
- Base Adaptadora de Produção (BAP);
- Suspensor de coluna ou tubing hanger (TH);
- Árvore de Natal Submarina (ANM);
- Capa da ANM ou tree cap.

### **5.2.2. Definição do Evento Topo Indesejado**

O evento indesejado para a reprodução da metodologia será *Vazamento descontrolado de fluidos para o meio ambiente*, e representa a perda da *integridade de poço*.

### **5.2.3. Definição das cavidades onde a pressão pode ser trapeada entre o reservatório e o meio ambiente**

As *cavidades do poço onde a pressão pode ser trapeada* são todo e qualquer espaço no poço que podem sofrer acúmulo de pressão no caso de falha (vazamento) de um ou mais equipamentos. A metodologia proposta por Corneliussen (2006) indica que, para identificar estas cavidades, deve-se partir de uma representação gráfica do projeto da coluna de completção, como a descrita na Figura 5.1, a fim de facilitar a visualização das cavidades. As cavidades de

origem e destino são, respectivamente, o Reservatório (origem da pressão e dos fluidos) e o Meio Ambiente (“cavidade” pressurizada na ocorrência do evento topo indesejado).

As cavidades mapeadas são apresentadas na Figura 5.2 a seguir.

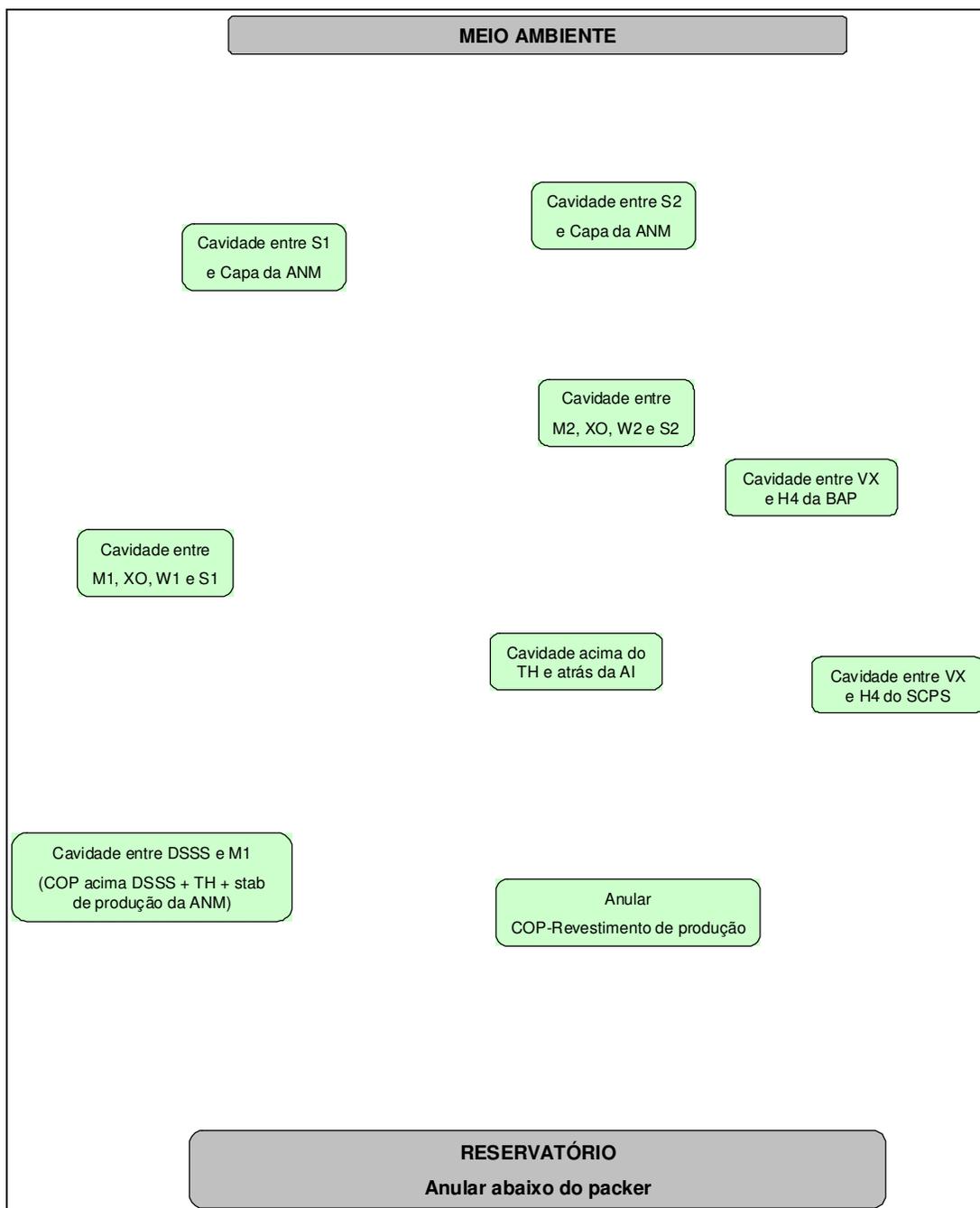


Figura 5.2: Mapeamento das cavidades do poço

O mapeamento de todas as cavidades sujeitas ao acúmulo de pressão é uma atividade que pressupõe um conhecimento especializado dos equipamentos de poço e dos equipamentos submarinos.

#### **5.2.4. Identificação dos modos de falha das barreiras e caminhos de vazamento**

O próximo passo da metodologia proposta por Corneliusen (2006) consiste na identificação dos modos de falha dos equipamentos utilizados na configuração de poço analisada. A classificação adotada se refere às definições de *elementos de barreiras* e *barreiras de segurança* adotadas pela NORSOK (2004) e descritas na Seção 4.1. Os modos de falha assumidos para a reprodução da metodologia, com base em Corneliusen (2006), são:

- FNF – falha no fechamento;
- VPF – vazamento na posição fechada;
- VE – vazamento externo;
- VI – vazamento interno;
- VCA – vazamento da coluna para o anular.

Em seguida, são identificados no esquema de poço os caminhos de vazamento correspondentes aos modos de falha analisados, demonstrados na Figura 5.3, a seguir. O preenchimento dos caminhos de vazamento correspondentes aos modos de falha, além de prever conhecimento especialista, é uma tarefa minuciosa e detalhada. É importante que todos os caminhos possíveis sejam mapeados e analisados para se garantir a coerência da análise quantitativa. Qualquer equívoco na determinação dos caminhos de vazamento terá impacto no resultado final da metodologia.

Os caminhos de vazamentos identificados na Figura 5.3 referem-se a falhas dos *elementos de barreiras* e serão utilizados para interligar as cavidades identificadas no passo 2 (Seção 5.2.3), de forma que cada vazamento identificado será responsável pela pressurização de uma cavidade. A Figura 5.4, a seguir, demonstra os modos de falha dos elementos de barreiras que levam aos caminhos de vazamentos identificados e as cavidades pressurizadas. É possível perceber que vazamentos que interligam as cavidades podem ser causados por diferentes modos de falhas de diferentes elementos de barreiras.

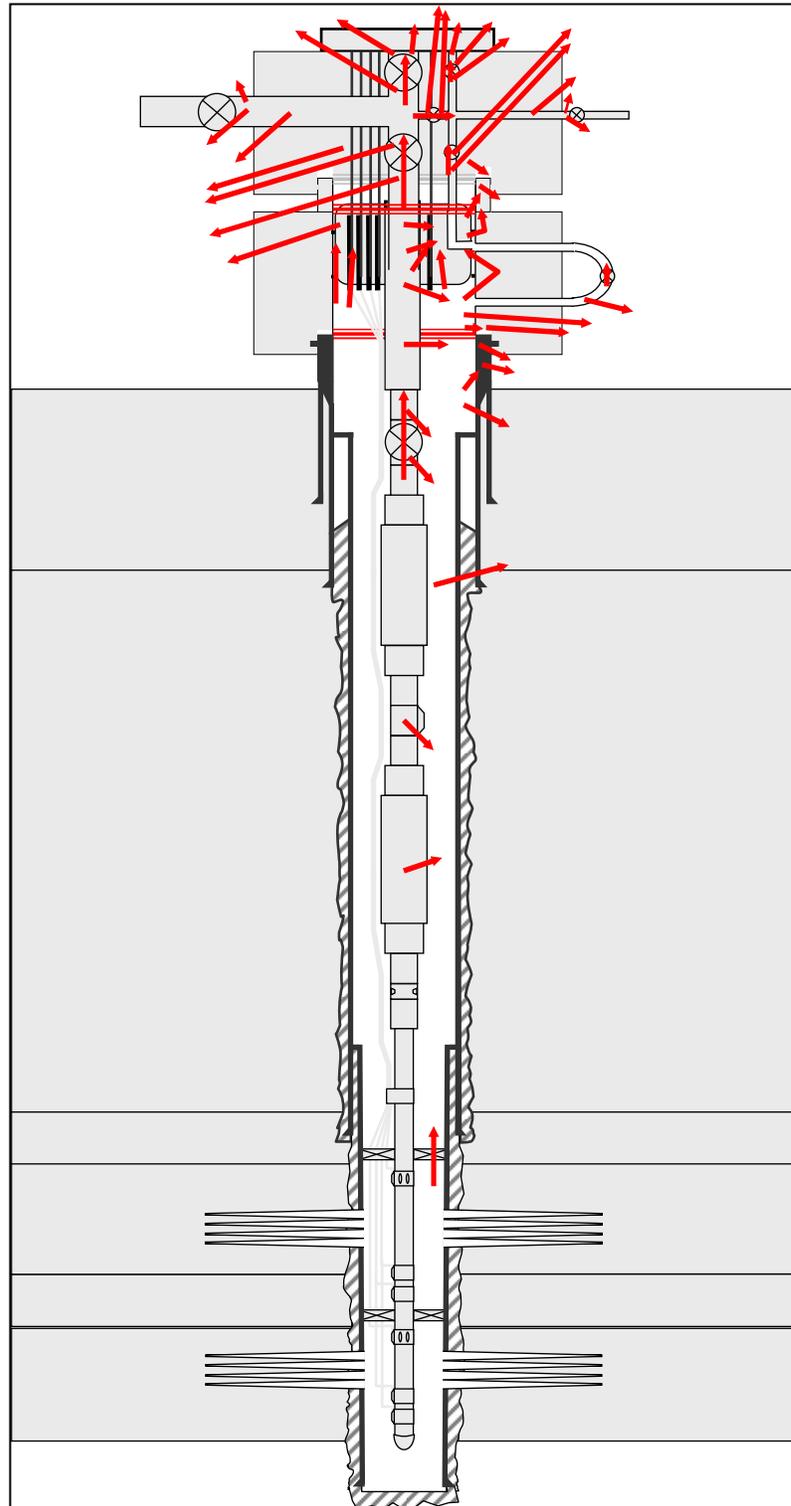


Figura 5.3: Caminhos de vazamento identificados no projeto de completção analisado

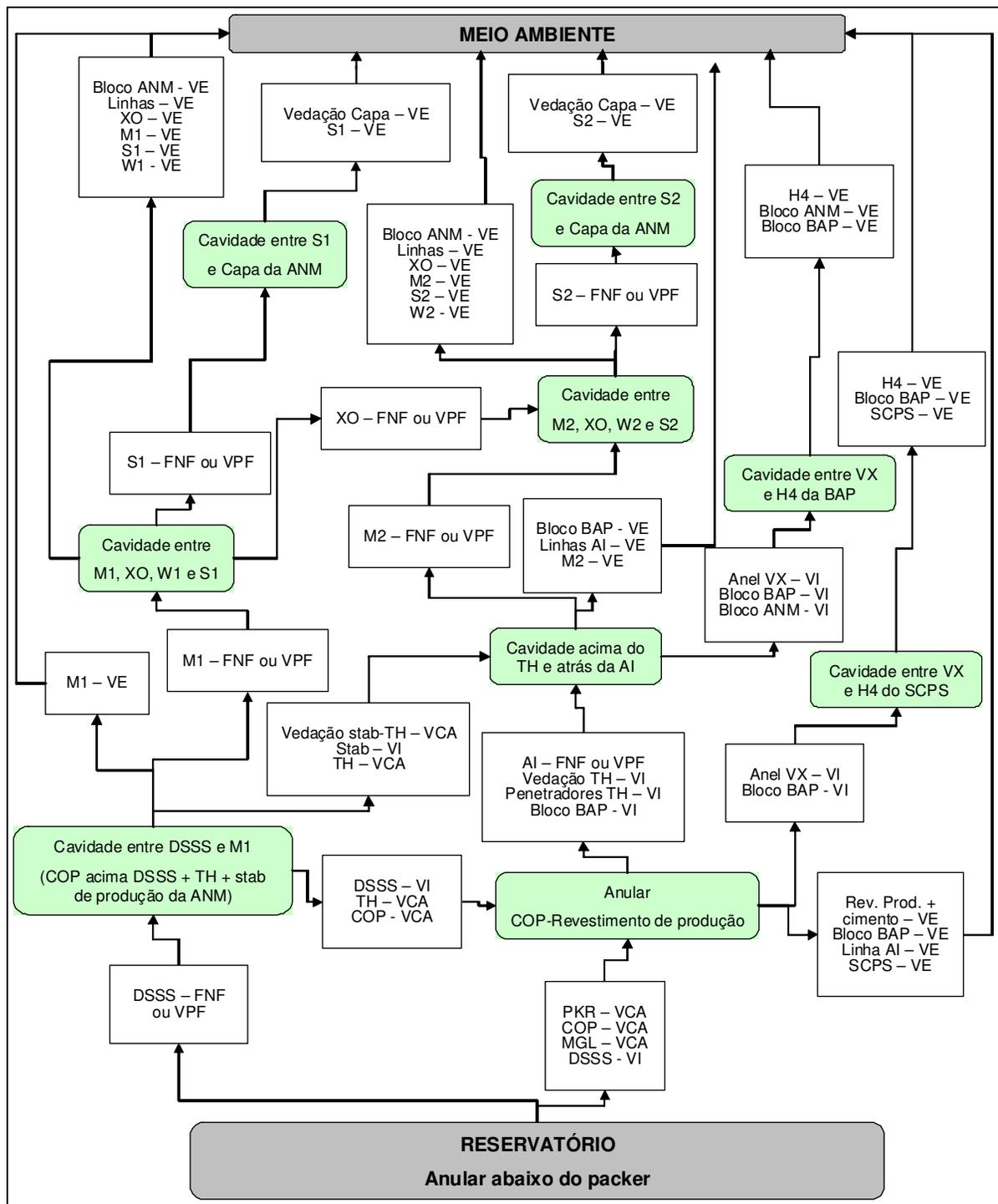


Figura 5.4: Modos de falha e caminhos de vazamento

### **5.2.5. Identificação da tolerância à falha do sistema**

Segundo Corneliussen (2006), a tolerância à falha do sistema é indicada pela quantidade de falhas de elementos de barreiras que podem ocorrer até que haja vazamento de fluidos do reservatório para o meio ambiente. Desta forma, o caminho de vazamento entre cavidades sucessivas até o meio ambiente com menor número de falhas de elementos de barreiras tem a menor tolerância à falha.

Para identificar a quantidade de elementos em cada caminho de vazamento, a metodologia consiste em numerar de forma sequencial cada modo de falha dos elementos de barreira, iniciando-se a partir do elemento que se encontra mais próximo do reservatório, de forma a seguir a sequencia de falhas necessária que culmine no vazamento para o meio ambiente. A Figura 5.5 demonstra a numeração na parte superior de cada caixa representando os caminhos de vazamento.

Caminhos de vazamento podem ter diferentes tolerâncias, uma vez que é comum que diferentes elementos de barreiras conduzam a uma mesma cavidade. Maiores tolerâncias estão indicadas entre parênteses.

De acordo com a Figura 5.5 é possível verificar que o caminho com menor tolerância consiste no vazamento coluna-anular do *obturador de produção* (PKR) para o anular *COP-Revestimento de produção* seguido, por exemplo, por um vazamento externo no SCPS.

### **5.2.6. Identificação dos vetores de barreiras**

Os vetores de barreiras descrevem as cavidades inicial e final de cada caminho de vazamento. Primeiramente, a metodologia prevê a numeração de cada cavidade, assim como a identificação do reservatório e do meio-ambiente com letras correspondentes. A numeração das cavidades e a identificação do reservatório (R) e meio-ambiente (M) estão demonstradas em círculos na Figura 5.6, denominada por Corneliussen (2006) como *Diagrama de Barreiras*.

A seguir, é identificado o vetor através da descrição das cavidades inicial (montante) e final (jusante) do vazamento. Os vetores são demonstrados na parte inferior das caixas que representam os modos de falha/caminhos de vazamento e podem ser vistos na Figura 5.6.

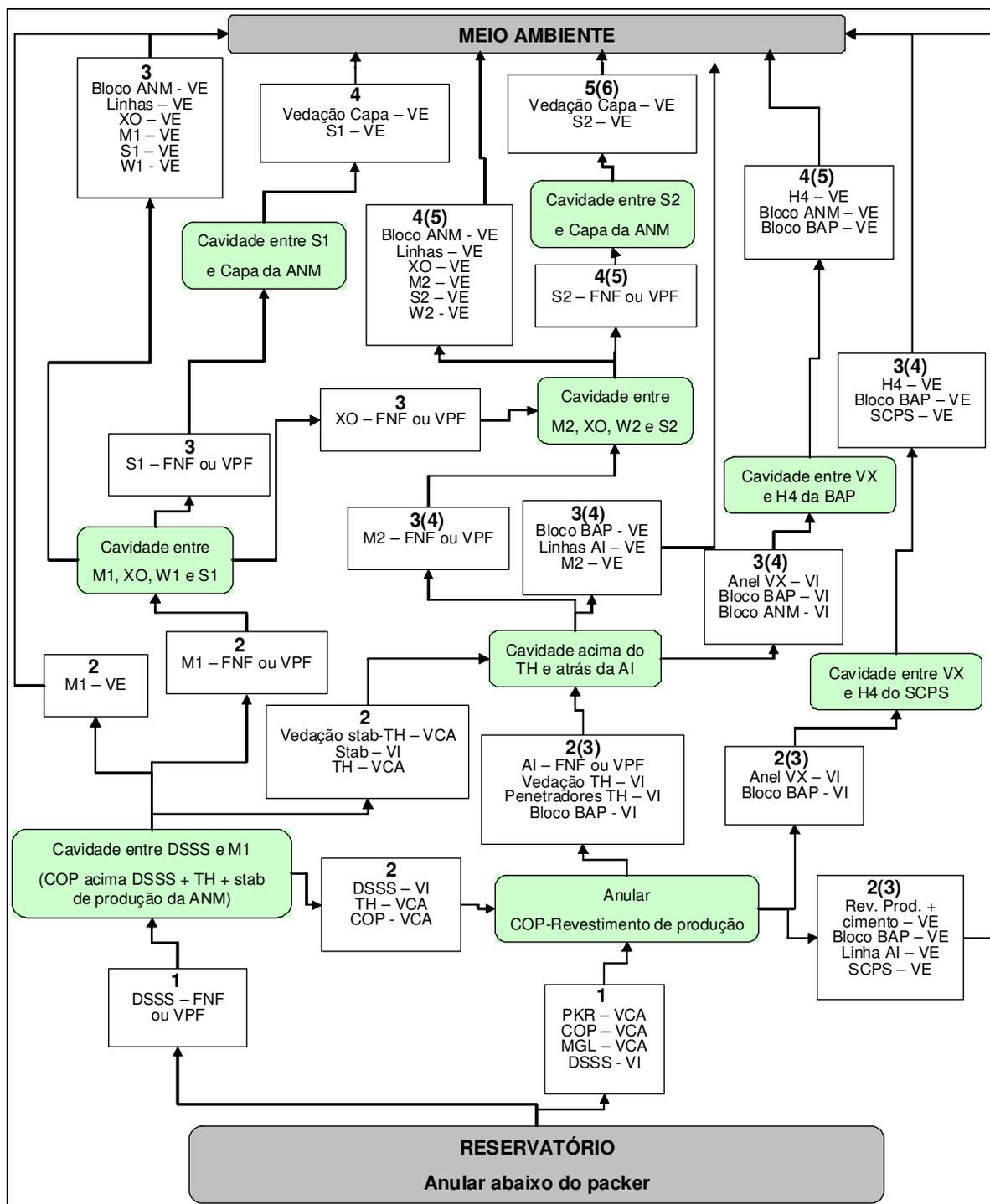


Figura 5.5: Tolerância à falha dos caminhos de vazamento

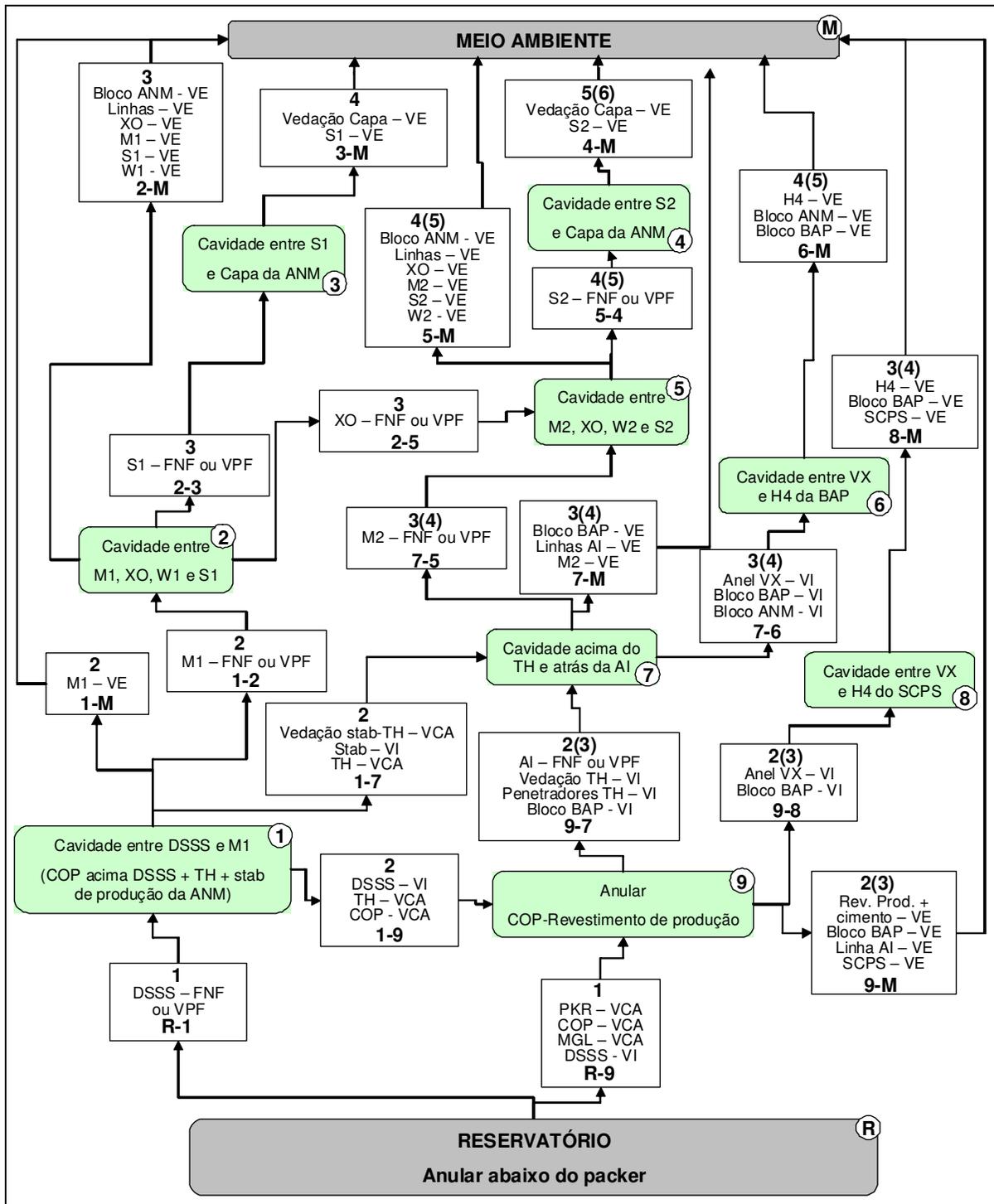


Figura 5.6: Vetores de barreiras

### 5.2.7. Identificação dos cortes mínimos (minimal cut sets) e AdF

A partir dos vetores de barreiras, o próximo passo é identificar os cortes mínimos do sistema (Seção 3.4.4). Neste caso, temos como exemplos de modos de falha que descrevem cortes mínimos de menores tolerâncias a falhas: vazamento do obturador de produção para o anular (vetor R-9) seguido de vazamento externo na BAP (vetor 9-M); e vazamento do DSSS para a cavidade entre o DSSS e a M1 (vetor R-1) seguido de vazamento externo da M1 (vetor 1-M); etc.

Os cortes mínimos de vetores de barreiras identificados com base na Figura 5.6 estão listados a seguir. Observa-se que os cortes mínimos devem sempre começar com a letra “R” e terminar com a letra “M”, representando caminhos do reservatório ao meio-ambiente.

K01={R-1;1-M}

K02={R-9;9-M}

K03={R-1;1-9;9-M}

K04={R-1;9-7;7-M}

K05={R-9;9-8;8-M}

K06={R-9;1-7;7-M}

K07={R-1;1-2;2-M}

K08={R-1;1-9;9-7;7-M}

K09={R-1;1-9;9-8;8-M}

K10={R-9;9-7;7-6;6-M}

K11={R-9;9-7;7-5;5-M}

K12={R-1;1-9;9-8;8-M}

K13={R-1;1-7;7-6;6-M}

K14={R-1;1-7;7-5;5-M}

K15={R-1;1-2;2-3;3-M}

K16={R-1;1-2;2-5;5-M}

K17={R-1;1-9;9-7;7-6;6-M}

K18={R-1;1-9;9-7;7-5;5-M}

K19={R-9;9-7;7-5;5-4;4-M}

K20={R-1;1-7;7-5;5-4;4-M}

K21={R-1;1-2;2-5;5-4;4-M}

K22={R-1;1-9;9-7;7-5;5-4;4-M}

O próximo passo proposto por Corneliusen (2006) é a formulação de uma Árvore de Falhas (AdF) para realizar uma avaliação quantitativa da probabilidade de ocorrência do evento topo indesejado.

Corneliusen (2006) sugere que as AdF sejam construídas com base nos cortes mínimos identificados, de forma que o evento indesejado “vazamento para o meio-ambiente” acontecerá se *qualquer um* dos cortes mínimos acontecer. Portanto, uma porta lógica “OU” irá conectar todos os cortes mínimos ao evento topo indesejado. A Figura 5.7, a seguir, demonstra a AdF para o exemplo. Cada entrada do evento topo representa um dos 22 cortes mínimos identificados para o projeto de completção analisado.

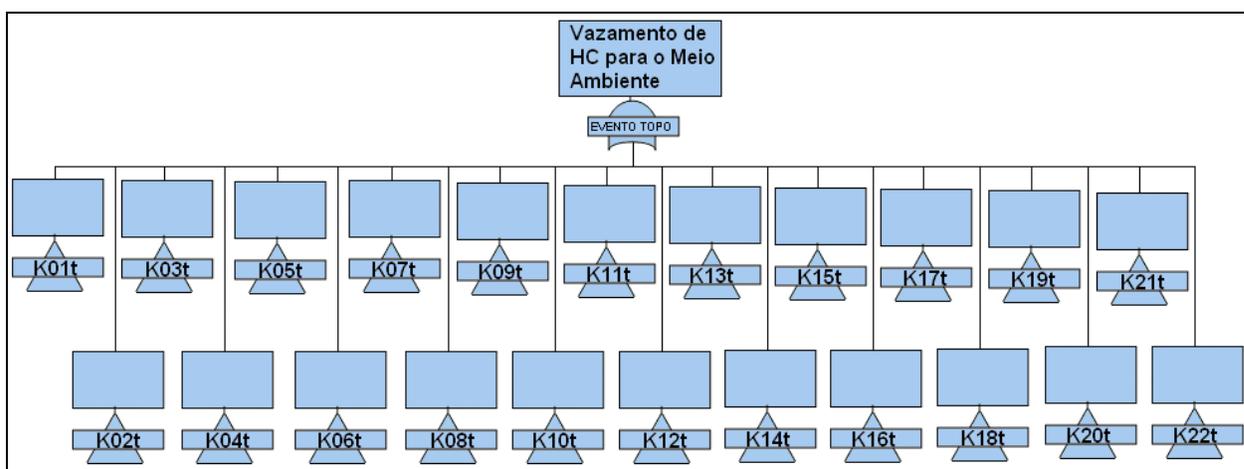


Figura 5.7: AdF para o evento topo indesejável

Cada um dos elementos de entrada do evento topo descritos na Figura 5.7 acima representa uma AdF específica, que por sua vez representa cada corte mínimo. Para que cada corte mínimo ocorra, *cada um* dos vetores de barreiras (caminhos de vazamentos) deverá acontecer. Portanto, uma porta lógica “E” irá conectar os vetores de barreiras ao corte mínimo respectivo. A Figura 5.8 e a Figura 5.9, a seguir, exemplificam dois cortes mínimos: o primeiro (K01) e o último (K22) listados. As árvores de falhas de cada um dos cortes mínimos estão demonstradas no Anexo D.

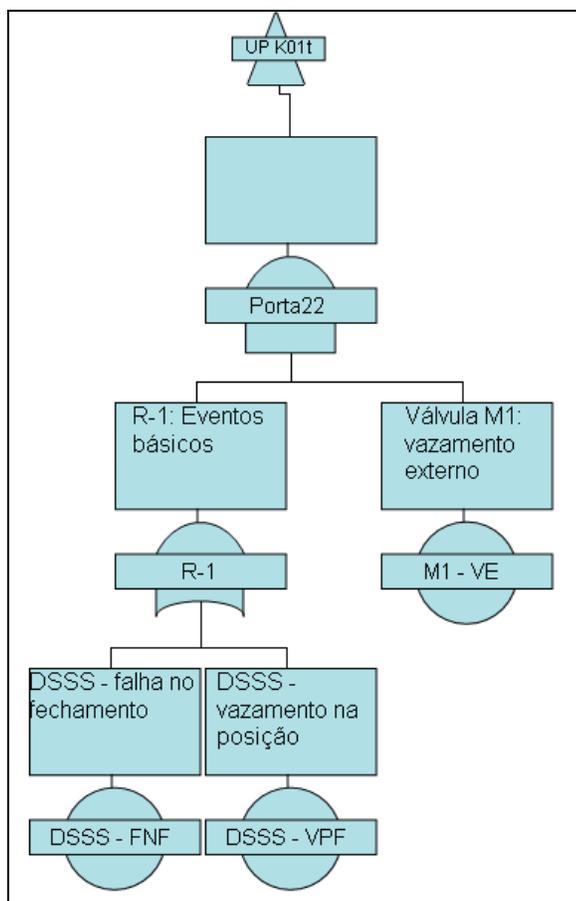


Figura 5.8: AdF para o corte mínimo K01

Tomando como exemplo um dos cortes mínimos de menor tolerância a falhas, K01, podemos visualizar com auxílio da Figura 5.6 que o caminho R-1 (reservatório para cavidade 1) apresentará falha se ocorrer o *evento básico* “DSSS - FNF” (falha no fechamento do DSSS) ou se ocorrer o *evento básico* “DSSS - VPF” (vazamento do DSSS na posição fechada). Assim a porta “R-1” é do tipo “OU”. Para que o caminho 1-M (da cavidade 1 para o meio-ambiente) apresente falha, o *evento básico* “M1 - VE” (vazamento externo na válvula de produção M1 da ANM) deve ocorrer. Para que o corte mínimo seja ativado, o caminho R-1 e o caminho 1-M devem apresentar falhas; para tanto, a porta “K01” é do tipo “E”.

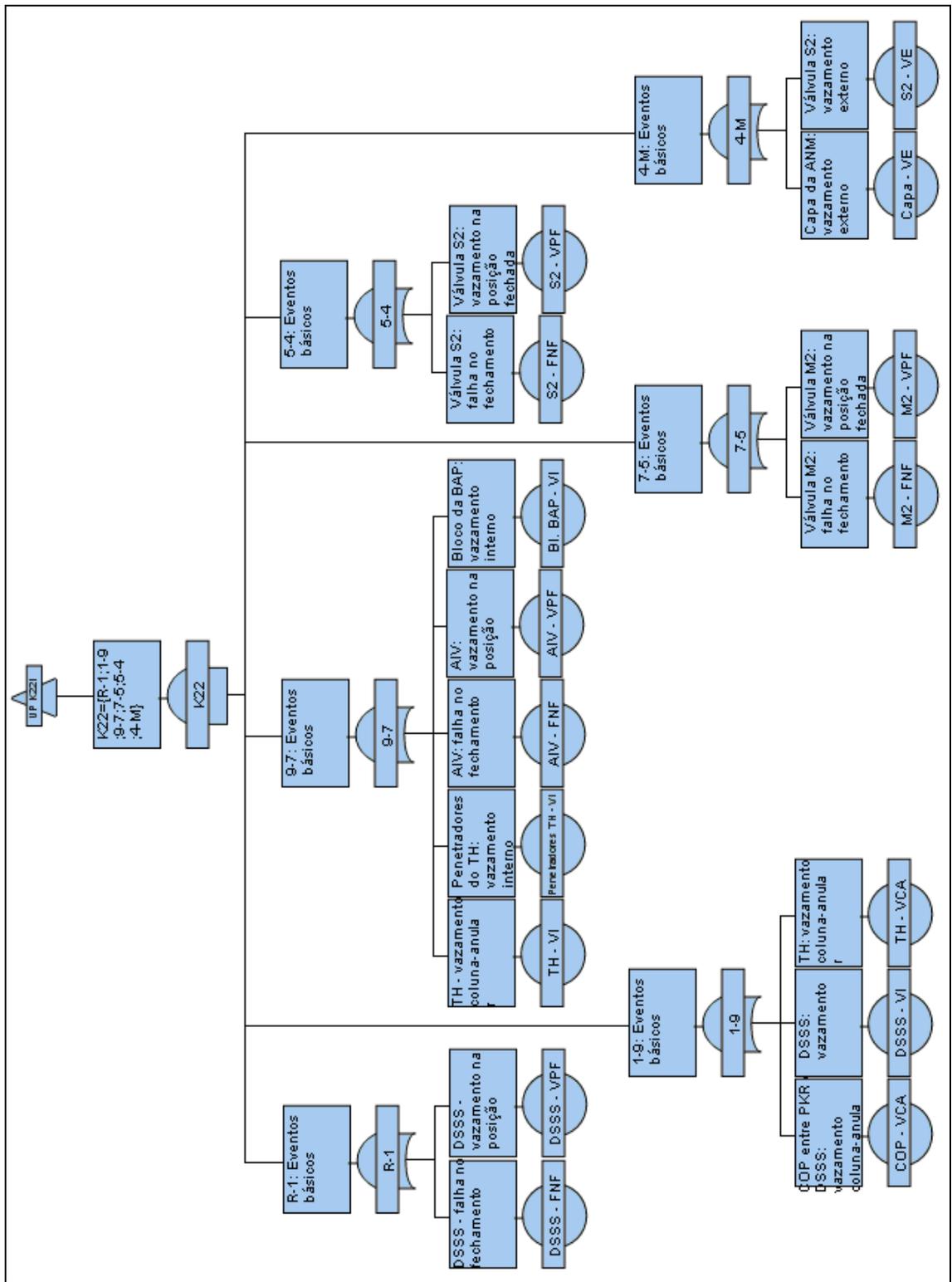


Figura 5.9: AdF para o corte mínimo K22

### 5.2.8. Cálculo da probabilidade de vazamento

Para o cálculo da probabilidade de vazamento, foi necessário listar os modos de falhas para os elementos de barreiras identificados que levam aos caminhos de vazamentos, correspondentes à Figura 5.3.

Os valores de taxa de falha esperados para cada modo de falha foram obtidos a partir de fontes distintas, incluindo-se relatório do WellMaster 3 e um estudo de confiabilidade adquirido pela Petrobras para um cenário de poços submarinos. As taxas de falha utilizadas neste trabalho, referentes a todos os equipamentos considerados na análise, são apresentadas no Anexo A. É importante salientar que o foco deste trabalho não é na precisão da quantificação da taxa de falha dos equipamentos, mas sim a validação da metodologia para análise da probabilidade de ocorrência do evento topo “vazamento para meio ambiente”. A Tabela 5.1, a seguir, exemplifica alguns valores de taxa de falha utilizados.

Tabela 5.1: Modos e taxas de falhas de alguns equipamentos

Nome do evento básico	Descrição do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)
M1_VPF	Vazamento na posição fechada da M1	0,15000	761
M2_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
M2_VE	Vazamento externo na Master 2 da ANM	0,01500	7610
M2_VPF	Vazamento na posição fechada da M2	0,15000	761
MGL_VCA	Vazamento coluna-anular no Mandril de gas-lift (MGL), inclusive na válvula de gas-lift (VGL)	11,90000	9,59

Como simplificação, as taxas de falhas de todos os componentes foram consideradas segundo o *modelo exponencial*, descrito no item 3.3.2. Como exemplo, a Figura 5.10, a seguir, apresenta dados de dois dos eventos básicos descritos na Tabela 5.1, “M1-VE” e “MGL-VCA”, e inseridos no programa E&P-Office, que foi utilizado para montagem e cálculo das Árvore de Falhas. As principais telas deste programa estão descritas no Anexo B.

M1 - VE	
Nó	
Descrição	Válvula M1: vazamento externo
Documentação	
Nome	M1 - VE
Tipo	Evento Básico
Tipo de Evento	Exponencial
Taxa de Falha	
Link	
Taxa	1,5E-08
Descrição	
Válvula M1: vazamento externo	

(a)

MGL - VCA	
Nó	
Descrição	Mandril de Gas-lift: vazamento coluna-anular
Documentação	
Nome	MGL - VCA
Tipo	Evento Básico
Tipo de Evento	Exponencial
Taxa de Falha	
Link	
Taxa	1,19E-05
Descrição	
Mandril de Gas-lift: vazamento coluna-anular	

(b)

Figura 5.10: Dados dos eventos básicos (a) vazamento externo da M1 e (b) vazamento coluna-anular do mandril de *gas lift*

Segundo o modelo exponencial, o cálculo da probabilidade de ocorrência da falha, para determinado modo de falha, é obtido a partir de uma taxa de falhas constante,  $\lambda$ , e do tempo da missão,  $\tau$ . Como descrito na Seção 3.3.2, a função de falha do sistema,  $F(t)$ , representa a proporção de itens cuja falha deve ocorrer até o tempo  $t$ , e é utilizada para indicar a indisponibilidade do sistema para o tempo de missão,  $Q(\tau)$ . Na análise em questão, foram consideradas as taxas de falhas descritas no Anexo A e exemplificadas na Tabela 5.1 e um tempo de missão de 27 anos, tempo este baseado na duração esperada de projetos de Desenvolvimento da Produção da área do Pólo Pré-sal da Bacia de Santos. O cálculo da indisponibilidade do sistema em função da taxa de falha constante é dado pela Equação 5.1.

$$Q(\tau) = F(\tau) = 1 - e^{-\lambda\tau} \quad \text{Equação 5.1}$$

Os cálculos de indisponibilidade foram realizados com auxílio do programa E&P-Office, que avalia as AdF montadas para cada um dos cortes mínimos,  $K_i$ , e para o evento topo indesejado, com base no resultado das demais.

### 5.3. Análise de Confiabilidade do Projeto de Colunas de Completação com Base em Conjuntos Solidários de Barreiras

A metodologia adotada neste trabalho, Análise de Confiabilidade do Projeto de Completação com Base em Conjuntos Solidários de Barreiras, é composta por duas fases. A

primeira fase se constitui em uma análise de confiabilidade dos equipamentos utilizados em um projeto de completção. A segunda fase constitui-se na quantificação da confiabilidade do projeto de completção com base nos dados de confiabilidade de seus equipamentos. A partir das informações relativas à confiabilidade, é possível obter-se dados como a probabilidade de vazamento para o meio ambiente, tempo médio esperado para a perda de integridade, etc.

Os seguintes passos foram adotados para a realização do trabalho:

1. Definição do escopo de completção analisado, com descrição dos equipamentos;
2. Identificação das barreiras de segurança e conjuntos solidários de barreiras do projeto do poço;
3. Identificação da taxa de falha esperada para os equipamentos da completção;
4. Construção dos grafos de barreiras e CSB;
5. Quantificação da confiabilidade do sistema “poço completado”.

As seções a seguir apresentam o detalhamento de cada passo adotado neste estudo.

### **5.3.1. Definição do escopo de completção**

Para análise da metodologia adotada, foi considerado o mesmo projeto de completção analisado segundo a metodologia baseada em Corneliussen (2006), descrito na Seção 5.2.1 e ilustrado na Figura 5.1.

### **5.3.2. Identificação das barreiras de segurança e conjuntos solidários de barreiras do projeto do poço**

A partir da identificação dos equipamentos do poço completado para produção, o próximo passo é a identificação das barreiras de segurança do poço e seu agrupamento em Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB).

A Tabela 5.2 demonstra as barreiras identificadas, seu tipo e o CSB a que elas pertencem.

Tabela 5.2: Barreiras de segurança, tipo e CSB

Barreira	CAMINHO	Tipo	CSB
Formação competente e impermeável (anidrita)	ROCHA	Natural	CSB - COP + DSSS
Liner de produção cimentado	ANULAR DO POÇO	Sólida	
Packer de produção (PKR7)	POÇO	Sólida Mecânica	
Tubos de produção entre DSSS4 e PKR7 (TP3/TP4/TP5/TP6)	INTERLIGAÇÃO POÇO-COLUNA	Sólida Mecânica	
Mandril de gas-lift (MGL4)	INTERLIGAÇÃO POÇO-COLUNA	Sólida Mecânica	
Dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS4)	COLUNA	Sólida Mecânica	CSB - ANM
Formação competente e impermeável (halita)	ROCHA	Natural	
Cimentação do revestimento de produção 10 3/4"	ANULAR DO POÇO	Sólida	
Revestimento de produção 10 3/4"	POÇO	Sólida Mecânica	
Vedação do revestimento 10 3/4" ou packoff (POF10)	POÇO	Sólida Mecânica	
SCPS	POÇO	Sólida Mecânica	
Anel de vedação cabeça de poço-BAP e conector H4 (back-up)	POÇO	Sólida Mecânica	
Bloco da BAP	POÇO	Sólida Mecânica	
Linha do acesso ao anular na BAP abaixo da AI	POÇO	Sólida Mecânica	
Válvula de acesso ao anular ou AI	POÇO	Sólida Mecânica	
Vedação do suspensor de coluna	POÇO	Sólida Mecânica	
Penetradores do suspensor de coluna	POÇO	Sólida Mecânica	
Bloco do suspensor de coluna	POÇO	Sólida Mecânica	
Vedação do Stab de produção da ANM	COLUNA	Sólida Mecânica	
Stab de produção da ANM	COLUNA	Sólida Mecânica	
Válvula de produção M1	COLUNA	Sólida Mecânica	
Bloco da ANM	COLUNA	Sólida Mecânica	

A Figura 5.11 demonstra cada um dos CSB identificados para o esquema de completção do poço analisado.

### 5.3.3. Identificação da taxa de falha esperada para os equipamentos da completção

O passo seguinte da metodologia é o levantamento das taxas de falha associadas aos modos de falha dos equipamentos utilizados no exemplo de coluna de completção. Os dados de confiabilidade utilizados foram os mesmos considerados para a metodologia proposta por Corneliussen (2006), descritos na Seção 5.2.8, e apresentados na íntegra no Anexo A.

A Tabela 5.3 demonstra os dados de modos e taxas de falhas levantados para os equipamentos que compõem o CSB COP +DSSS.

A Tabela 5.4 demonstra os dados de modos e taxas de falhas utilizados para o CSB-ANM. É possível observar, nas Tabelas Tabela 5.3 e Tabela 5.4, que não foram considerados modos de falha para as barreiras no caminho rocha: como simplificação e pela falta de dados de confiabilidade, considerou-se que não há risco de fratura nas formações durante a fase de

produção. Verifica-se também a consistência dos dados com os apresentados na Tabela 5.1, utilizados na reprodução da metodologia proposta por Corneliussen (2006).

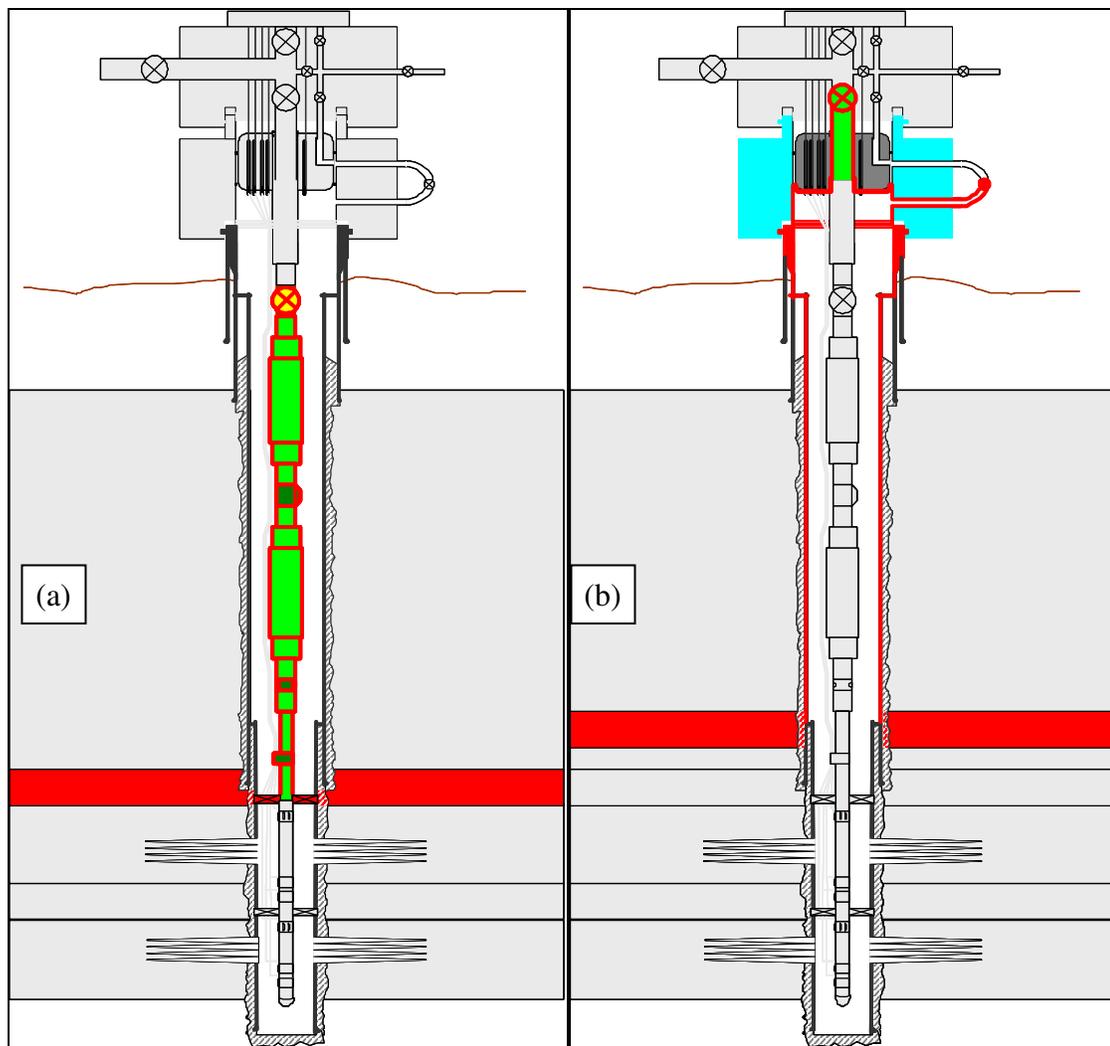


Figura 5.11: (a) CSB – COP + DSSS e (b) CSB – ANM

#### 5.3.4. Construção dos grafos de barreiras e CSB

Antes de se quantificar a confiabilidade dos CSB, é necessário definir a relação dos distintos componentes entre si na composição das barreiras e dos CSB. A confiabilidade dos CSB no poço é determinada a partir da interação das barreiras que os compõem, assim como a confiabilidade do sistema “poço completado” é dada pela relação entre os CSB presentes. Esta relação foi mapeada com o auxílio da ferramenta de grafos de conjuntos.

Tabela 5.3: Dados de confiabilidade dos equipamentos do CSB-COP+DSSS

CSB	Barreira	Nome do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)	
CSB - COP + DSSS	Formação competente e impermeável (anidrita)	-	0	-	
	Revestimento de Produção Cimentado (Liner 7")	9 5/8 Casing	0,05800	1966,85	
	Packer de produção (PKR7)	PKR_VCA	0,12100	942,786	
	Tubos de produção entre DSSS e PKR	COP_EntreVCI-DSSS_VCA_severo	0,25000	456,308	
	Mandril de gas-lift (MGL4)	MGL_VCA	11,90000	9,58631	
	Dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS)	DSSS_FNF		0,56000	203,709
		DSSS_VCA		0,31608	360,907
		DSSS_VPF		0,72000	158,44

Tabela 5.4: Dados de confiabilidade dos equipamentos do CSB-ANM

CSB	Barreira	Nome do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)
CSB - ANM	Formação competente e impermeável (halita)	-	0	-
	Cimentação do revestimento de produção 10 3/4"	RevProd_VE	0,01522	7495,21
	Revestimento de produção 10 3/4"			
	Vedação do revestimento 10 3/4" ou packoff (POF10)			
	SCPS	SCPS_MajorHazard	0,00290	39336,9
	Anel de vedação cabeça de poço-BAP e conector H4 (back-up)	BAP-H4_VE	0,00280	40741,8
		BAP-VX_VI	0,13000	877,516
	Bloco da BAP	BI.BAP_VE	0,15350	743,173
		BI.BAP_VI	0,15350	743,173
	Linha do acesso ao anular na BAP abaixo da AI	LinhaAIV_VE	0,05000	2281,54
	Válvula de acesso ao anular ou AI	AIV_FNF	0,25000	456,308
		AIV_VE	0,01500	7605,14
		AIV_VPF	0,15000	760,514
	Vedação do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1140,77
	Penetradores do suspensor de coluna	TH-Penetradores_VI	0,10000	1140,77
	Bloco do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1140,77
	Vedação do Stab de produção da ANM	TH-StabProd_VCA	0,15000	760,514
	Stab de produção da ANM	STAB-ANM_VI	0,00300	38025,7
	Válvula de produção M1	M1_FNF	0,25000	456,308
		M1_VE	0,01500	7605,14
M1_VPF		0,15000	760,514	
Bloco da ANM	BI.ANM_VE	0,15350	743,173	

A Figura 5.12, a seguir, demonstra o grafo de barreiras mapeado para o CSB-COP+DSSS. Para a construção dos grafos, foi utilizado o programa SAGA – *Safety Graph Analyzer*, descrito no Anexo C.

A divisão dos caminhos demonstrados na Figura 4.2 (entre *Coluna*, *Poço*, *Anular* e *Rocha*) remete à Figura 4.2 e é didática, para facilitar a visualização do caminho específico a qual cada equipamento se refere. Os equipamentos são considerados barreiras para estes caminhos específicos, e para quantificar a confiabilidade esperada do equipamento, uma confiabilidade associada a cada modo de falha é encontrada. Desta forma, as barreiras (equipamentos) são desdobradas em componentes que se referem a cada modo de falha descrito na Tabela 5.4. Como exemplo, o *dispositivo de segurança de subsuperfície*, DSSS, está demonstrado na Figura 5.13.

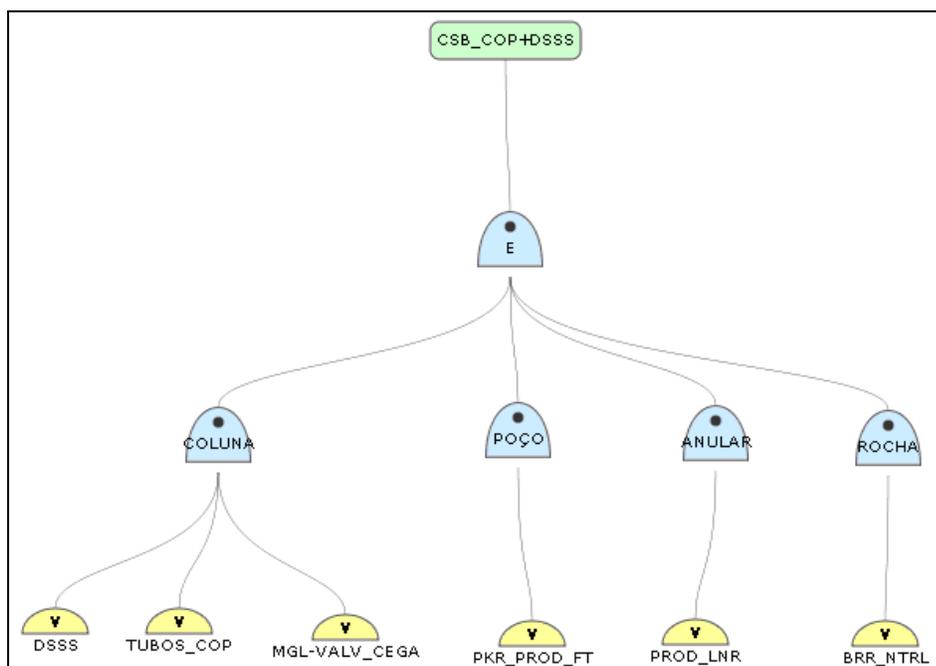


Figura 5.12: Grafo de barreiras do CSB Cauda de Produção

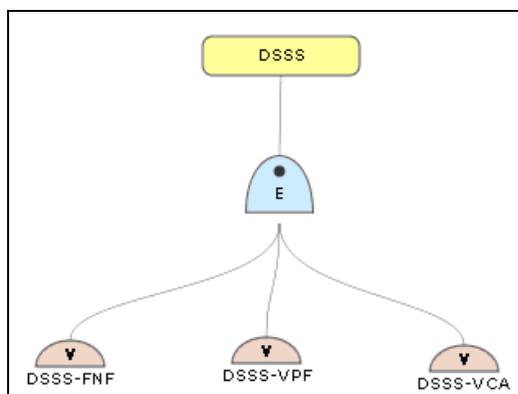


Figura 5.13: Grafo de barreiras do dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS)

A Figura 5.14, a seguir, demonstra o grafo para o CSB secundário encontrado para o esquema de poço analisado.

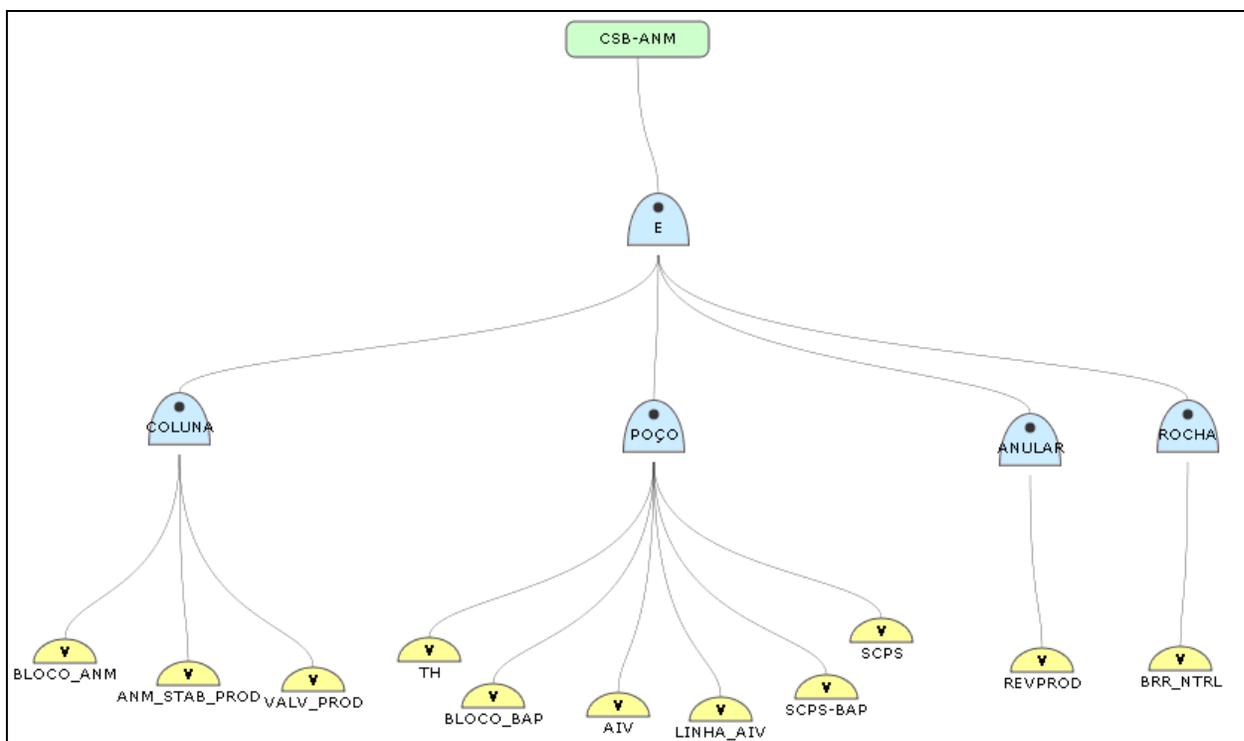


Figura 5.14: Grafo de barreiras do CSB-ANM

A confiabilidade do sistema poço, considerando a disponibilidade das barreiras instaladas, deve considerar a atuação de qualquer um dos CSB encontrados para a configuração avaliada. Desta forma, a composição da saída “Produção Segura”, que representa a produção do poço sem o evento indesejável de vazamento para o meio-ambiente, é demonstrada pela árvore de sucesso representada na Figura 5.15, a seguir.

### 5.3.5. Quantificação da confiabilidade do sistema “poço completado”

Uma vez levantados os dados de confiabilidade referentes a todos os equipamentos que compõem os dois CSB identificados e mapeadas as relações entre as barreiras e os CSB em grafos, o próximo passo é a quantificação da confiabilidade do projeto de completção do poço.

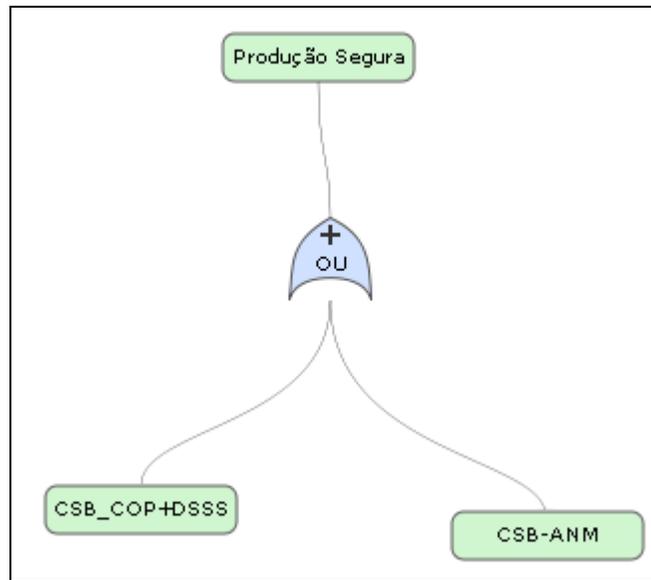


Figura 5.15: Produção segura do poço em análise

O cálculo da confiabilidade de cada componente, levando em consideração os modos de falhas, foi feito considerando modelagem exponencial para a função de falha. Portanto, a partir da taxa de falha de cada equipamento,  $\lambda$ , e da Equação 3.11, foi encontrada a confiabilidade ( $R$ ) apresentada na Equação 5.2, relativa ao tempo de missão,  $\tau$ , esperado para o sistema poço, de 27 anos.

$$R(\tau) = e^{-\lambda\tau} \quad \text{Equação 5.2}$$

Utilizando-se as árvores de sucesso de cada um dos CSB, demonstradas na Figura 5.12 e na Figura 5.14, as confiabilidades de cada um dos CSB são encontradas.

A confiabilidade do poço, representado pelo grafo para “Produção Segura” na Figura 5.15, é dada pela Equação 5.3.

$$R_{POÇO} = R_{CSB\ ANM} + R_{CSB\ COP+DSSS} - R_{CSB\ ANM} \times R_{CSB\ COP+DSSS} \quad \text{Equação 5.3}$$

A Equação 5.3 representa uma operação probabilística de união, com a soma das probabilidades e a subtração do produto das probabilidades (interseção).

Os valores de confiabilidade encontrados para o esquema de poço analisado podem ser convertidos em uma taxa de falha equivalente,  $\lambda_{equivalente}$ , demonstrada na Equação 5.4, a seguir, tanto para o sistema como um todo quanto para cada um dos CSB, a partir da Equação 5.2.

$$R(\tau) = e^{-\lambda\tau} \Rightarrow \lambda_{equivalente} = \frac{-\ln[R(\tau)]}{\tau} \quad \text{Equação 5.4}$$

Com  $\lambda_{equivalente}$  é possível realizar-se uma análise de confiabilidade do projeto da coluna de completação, estabelecendo-se o tempo médio esperado para a falha de um dos CSB (perda do grau de segurança do poço durante a produção ou injeção) ou o tempo médio esperado para a falha do sistema poço – e conseqüente vazamento para o meio-ambiente. Adicionalmente, utilizando-se  $\lambda_{equivalente}$  e a Equação 3.10, é possível estimar-se a probabilidade de perda de um dos CSB ou a perda da integridade do poço, se ambos CSB falharem. A Equação 5.5, a seguir, demonstra o cálculo da probabilidade de ocorrência de falha com base em  $\lambda_{equivalente}$ , dada pela função de falha.

$$F_{equivalente}^{\tau} = 1 - e^{-\lambda_{equivalente} \tau} \quad \text{Equação 5.5}$$

## **6. RESULTADOS E DISCUSSÕES**

### **6.1. Avaliação de Risco na Fase de Produção de Poços Marítimos**

A metodologia proposta por Corneliussen (2006) pode ser sumarizada em oito passos, descritos na Seção 5.2. As seções 6.1.1 a 6.1.8, a seguir, apresentam os resultados da aplicação de cada um dos passos ao exemplo de projeto de poço analisado neste trabalho. Alguns destes resultados já foram descritos na Seção 5.2, e serão demonstrados resumidamente.

#### **6.1.1. Definição do escopo de completação analisado, com descrição dos equipamentos**

O exemplo de aplicação da metodologia será baseado no esquema de poço produtor demonstrado na Figura 5.1. A coluna de completação considera produção de duas zonas, com seletividade remota (completação inteligente – CI), injeção química e monitoramento dedicados em cada zona, válvula de segurança e mandril de *gas lift*.

#### **6.1.2. Definição do evento indesejado**

O evento indesejado para a reprodução da metodologia será *Vazamento descontrolado de fluidos para o meio ambiente*, e representa a perda da *integridade de poço*.

#### **6.1.3. Definição das cavidades onde a pressão pode ser trapeada entre o reservatório e o meio ambiente**

As *cavidades do poço onde a pressão pode ser trapeada* são todo e qualquer espaço no poço que podem sofrer acúmulo de pressão no caso de falha (vazamento) de um ou mais equipamentos. As cavidades de origem e destino são, respectivamente, o Reservatório (origem da

pressão e dos fluidos) e o Meio Ambiente (“cavidade” pressurizada na ocorrência do evento topo indesejado). A Figura 5.2 apresenta as cavidades identificadas neste passo, em verde-claro.

#### **6.1.4. Identificação dos modos de falha das barreiras e caminhos de vazamento**

Os modos de falha assumidos para a reprodução da metodologia, com base em Corneliussen (2006), são *Falha no Fechamento (FNF)*, *Vazamento na Posição Fechada (VPF)*, *Vazamento Externo (VE)*, *Vazamento Interno (VI)*, *Vazamento da Coluna para o Anular (VCA)*.

A Figura 5.3 apresenta os caminhos de vazamento identificados (setas vermelhas). Cada um dos vazamentos refere-se a falhas dos *elementos de barreiras*, as quais são representadas na Figura 5.6, em caixas de fundo branco, com a sigla do componente e a sigla referente aos modos de falha descritos acima.

#### **6.1.5. Identificação da tolerância à falha do sistema**

Segundo Corneliussen (2006), a tolerância à falha do sistema é indicada pela quantidade de falhas de elementos de barreiras que devem ocorrer até que haja vazamento de fluidos do reservatório para o meio ambiente. A Figura 5.6 demonstra a numeração na parte superior de cada caixa representando os modos de falha dos elementos de barreiras.

#### **6.1.6. Identificação dos vetores de barreiras**

Os *vetores de barreiras* descrevem as cavidades inicial e final de cada caminho de vazamento, descritos pelas caixas com fundo branco na Figura 5.6, considerando uma numeração para cada cavidade, além da identificação do reservatório e do meio ambiente com *R* e *M*, respectivamente.

### 6.1.7. Identificação dos cortes mínimos (minimal cut sets)

Os cortes mínimos de vetores de barreiras identificados com base no esquema de completção descrito na Figura 5.3 e no Diagrama de Barreiras da Figura 5.6 estão listados a seguir.

K01={R-1;1-M}

K02={R-9;9-M}

K03={R-1;1-9;9-M}

K04={R-1;9-7;7-M}

K05={R-9;9-8;8-M}

K06={R-9;1-7;7-M}

K07={R-1;1-2;2-M}

K08={R-1;1-9;9-7;7-M}

K09={R-1;1-9;9-8;8-M}

K10={R-9;9-7;7-6;6-M}

K11={R-9;9-7;7-5;5-M}

K12={R-1;1-9;9-8;8-M}

K13={R-1;1-7;7-6;6-M}

K14={R-1;1-7;7-5;5-M}

K15={R-1;1-2;2-3;3-M}

K16={R-1;1-2;2-5;5-M}

K17={R-1;1-9;9-7;7-6;6-M}

K18={R-1;1-9;9-7;7-5;5-M}

K19={R-9;9-7;7-5;5-4;4-M}

K20={R-1;1-7;7-5;5-4;4-M}

K21={R-1;1-2;2-5;5-4;4-M}

K22={R-1;1-9;9-7;7-5;5-4;4-M}

### 6.1.8. Cálculo da Probabilidade de Vazamento

A partir do Diagrama de Barreiras apresentado na Figura 5.6, foram encontrados os cortes mínimos e a Árvore de Falha (AdF) que representa o evento topo indesejado avaliado neste exemplo de aplicação da metodologia: *Vazamento descontrolado de fluidos para o meio ambiente*.

Foi utilizado o programa E&P-Office para montagem e cálculo da AdF, considerando-se um tempo de missão,  $\tau$ , de 27 anos (236.682 h) e obtendo-se valores de indisponibilidade,  $Q(\tau)$ , para cada um dos cortes mínimos  $K_i$ , que representa a probabilidade de o corte mínimo falhar até o tempo de missão. Para tanto, foram consideradas taxas de falhas obtidos a partir de fontes distintas, incluindo-se relatório do WellMaster 3 e um estudo de confiabilidade adquirido pela Petrobras para um cenário de poços submarinos. As taxas de falha utilizadas neste trabalho são apresentadas no Anexo A e as AdF construídas estão descritas no Anexo D. A Figura 6.1, a seguir, ilustra o resultado da simulação para o corte mínimo de menor tolerância, K01.

Para o cálculo da indisponibilidade  $Q(\tau) = F(\tau) = 1 - e^{-\lambda\tau}$  (Equação 5.1) do corte mínimo K01 o programa realiza as seguintes operações:

$$\begin{aligned}
 Q_{K01}^{\tau} &= (Q_{DSSS-FNF}^{\tau} + Q_{DSSS-VPF}^{\tau} - Q_{DSSS-FNF}^{\tau} \times Q_{DSSS-VPF}^{\tau}) \times Q_{M1-VE}^{\tau} \\
 Q_{K01}^{\tau} &\cong (0,56 \times 10^{-6} + 0,72 \times 10^{-6} - 0,56 \times 10^{-6} \times 0,72 \times 10^{-6}) \times 0,015 \times 10^{-6} \\
 Q_{K01}^{\tau} &\cong 0,00096265
 \end{aligned}$$

O corte mínimo K01 apresenta, portanto, indisponibilidade de aproximadamente  $9,26265 \times 10^{-4}$ . A Tabela 6.1, a seguir, demonstra as indisponibilidades encontradas para todos os cortes mínimos.

O resultado final de indisponibilidade para o evento topo é obtido somando-se as indisponibilidades de cada corte mínimo. Por se tratar de uma composição do tipo “OU”, em que qualquer uma das entradas (cortes mínimos) desencadeia o evento topo (*Vazamento descontrolado de fluidos para o meio ambiente*), o princípio da inclusão-exclusão foi aplicado, conforme discutido no Cap. 3. A soma das indisponibilidades encontrada é dada pela Equação 6.1, a seguir.

$$Q_{Vazamento}^{27 \text{ anos}} \cong 0,0671849$$

Equação 6.1

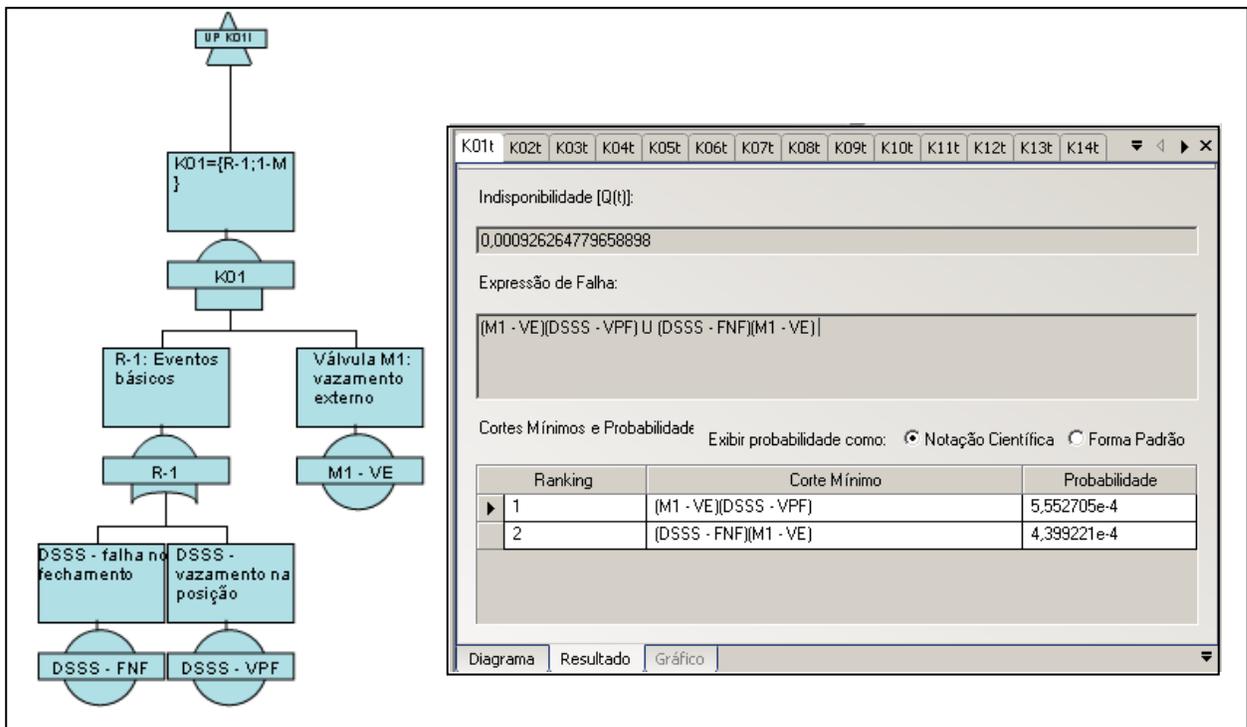


Figura 6.1: AdF e resultado do E&P-Office para o corte mínimo K01

A indisponibilidade apresentada se refere ao evento topo considerado e Corneliussen (2006) indica que tanto a função de sobrevivência, ou confiabilidade ( $R$ ), e o tempo médio para a ocorrência do primeiro vazamento (dado pelo tempo médio para falha, MTTF) podem ser obtidos a partir da Equação 6.1. Apesar destes resultados não serem calculados no trabalho original, a confiabilidade e o MTTF são apresentados para esta metodologia a seguir.

Tabela 6.1: Indisponibilidade dos cortes mínimos

Corte Mínimo	Indisponibilidade Q(t) [1/h]	Corte Mínimo	Indisponibilidade Q(t) [1/h]
K01	9,26265E-04	K12	4,21174E-05
K02	4,81351E-02	K13	1,68574E-04
K03	8,09545E-04	K14	1,32523E-04
K04	2,15170E-03	K15	7,19466E-05
K05	2,49969E-03	K16	1,28938E-04
K06	7,75463E-03	K17	4,93309E-05
K07	1,42742E-03	K18	1,41581E-05
K08	1,30658E-04	K19	4,23533E-05
K09	4,21174E-05	K20	6,67957E-06
K10	2,92782E-03	K21	6,49890E-06
K11	8,40290E-04	K22	7,13611E-07

A partir da Equação 3.6 e da Equação 5.1, é possível obter-se a confiabilidade do poço, dado pela Equação 6.2, a seguir.

$$R_{\text{Poço sem Vazamento}}^{27 \text{ anos}} = 1 - Q_{\text{Vazamento}}^{27 \text{ anos}} \cong 0,932815 \quad \text{Equação 6.2}$$

A partir da confiabilidade é possível obter-se um valor de taxa de falha equivalente do sistema, conforme descrito na Equação 5.4, demonstrado na Equação 6.3, a seguir.

$$\lambda_{\text{Vazamento}} \cong \frac{-\ln[0,932815]}{236682} \cong 2,93847 \times 10^{-7} \text{ h}^{-1} \quad \text{Equação 6.3}$$

A partir da Equação 6.3, o tempo médio para falha, que representa o tempo médio esperado até a ocorrência de um vazamento, é dado pela Equação 6.4, a seguir.

$$MTTF_{\text{Vazamento}} = \frac{1}{\lambda_{\text{Vazamento}}} \cong 388 \text{ anos} \quad \text{Equação 6.4}$$

## **6.2. Análise de Confiabilidade do Projeto de Colunas de Completação com Base em Conjuntos Solidários de Barreiras**

A metodologia proposta, para análise de confiabilidade do projeto de completação com base em Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB), foi apresentada na Seção 5.3, com cinco passos. As seções 6.2.1 a 6.2.5, a seguir, apresentam os resultados da aplicação de cada um dos passos ao exemplo de projeto de poço analisado neste trabalho. Alguns destes resultados já foram apresentados na apresentação da metodologia na Seção 5.3, e serão demonstrados resumidamente.

### **6.2.1. Definição do escopo de completação analisado, com descrição dos equipamentos**

Foi utilizado o mesmo projeto de completação discutido na Seção 6.1. O esquema de completação está demonstrado na Figura 5.1.

### 6.2.2. Identificação das barreiras de segurança e Conjuntos Solidários de Barreiras do projeto do poço

Foram identificados dois Conjuntos Solidários de Barreiras no poço. O CSB Primário, denominado, *CSB – COP+DSSS*, está descrito na Figura 5.11a e o CSB Secundário, *CSB – ANM*, está descrito na Figura 5.11b.

### 6.2.3. Identificação da taxa de falha esperada para os equipamentos da completção

Os dados de taxas de falha adotados foram os mesmos utilizados na metodologia descrita na Seção 6.1, e estão descritos na Tabela 6.2, para ambos CSB. Conforme salientado na Seção 5.3.3, não foram considerados modos de falha para as barreiras no caminho rocha. O cálculo da confiabilidade,  $R$ , de cada barreira foi feito com  $R(t) = e^{-\lambda t}$  (Equação 3.11), considerando o modelo exponencial.

### 6.2.4. Construção dos grafos de barreiras e CSB

Os grafos das distintas barreiras que compõem os CSB identificados são demonstrados no Anexo E. Exemplos de grafos de barreiras são apresentados na Figura 6.2, a seguir, e na Figura 5.13.

A Figura 5.12 apresenta o grafo do CSB – COP+DSSS e a Figura 5.14 apresenta os grafo do *CSB-ANM*, identificados no esquema de completção avaliado neste trabalho.

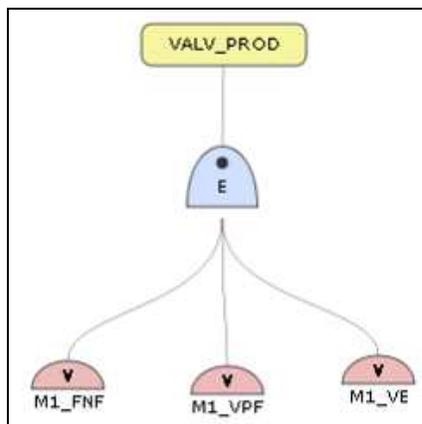


Figura 6.2: Grafo da barreira “Válvula de produção M1”

Tabela 6.2: Cálculos de confiabilidade para cada barreira dos CSB identificados

CSB	Barreira	Nome do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)	Função de Falha, F(τ)	Confiabilidade, R(τ)
CSB - COP + DSSS	Formação competente e impermeável (anidrita)	-	0	-	0,00000000	1,00000000
	Revestimento de Produção Cimentado (Liner 7")	9 5/8 Casing	0,05800	1967	0,01363376	0,98636624
	Packer de produção (PKR7)	PKR_VCA	0,12100	942,8	0,02823233	0,97176767
	Tubos de produção entre DSSS e PKR	COP_EntreVCI-DSSS_VCA_severo	0,25000	456,3	0,05745395	0,94254605
	Mandril de gas-lift (MGL4)	MGL_VCA	11,90000	9,586	0,94018602	0,05981398
	Dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS)	DSSS_FNF	0,56000	203,7	0,12413378	0,87586622
		DSSS_VCA	0,31608	360,9	0,07208166	0,92791834
DSSS_VPF		0,72000	158,4	0,15668189	0,84331811	
CSB - ANM	Formação competente e impermeável (halita)	-	0	-	0,00000000	1,00000000
	Cimentação do revestimento de produção 10 3/4"	RevProd_VE	0,01522	7495	0,00359582	0,99640418
	Revestimento de produção 10 3/4"					
	Vedação do revestimento 10 3/4" ou packoff (POF10)					
	SCPS	SCPS_MajorHazard	0,00290	39337	0,00068614	0,99931386
	Anel de vedação cabeça de poço-BAP e conector H4 (back-up)	BAP-H4_VE	0,00280	40742	0,00066249	0,99933751
		BAP-VX_VI	0,13000	877,5	0,03030012	0,96969988
	Bloco da BAP	BI.BAP_VE	0,15350	743,2	0,03567865	0,96432135
		BI.BAP_VI	0,15350	743,2	0,03567865	0,96432135
	Linha do acesso ao anular na BAP abaixo da AI	LinhaAIV_VE	0,05000	2282	0,01176435	0,98823565
	Válvula de acesso ao anular ou AI	AIV_FNF	0,25000	456,3	0,05745395	0,94254605
		AIV_VE	0,01500	7605	0,00354394	0,99645606
		AIV_VPF	0,15000	760,5	0,03487949	0,96512051
	Vedação do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1141	0,02339030	0,97660970
	Penetradores do suspensor de coluna	TH-Penetradores_VI	0,10000	1141	0,02339030	0,97660970
	Bloco do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1141	0,02339030	0,97660970
	Vedação do Stab de produção da ANM	TH-StabProd_VCA	0,15000	760,5	0,03487949	0,96512051
	Stab de produção da ANM	STAB-ANM_VI	0,00300	38026	0,00070979	0,99929021
	Válvula de produção M1	M1_FNF	0,25000	456,3	0,05745395	0,94254605
		M1_VE	0,01500	7605	0,00354394	0,99645606
M1_VPF		0,15000	760,5	0,03487949	0,96512051	
Bloco da ANM	BI.ANM_VE	0,15350	743,2	0,03567865	0,96432135	

### 6.2.5. Quantificação da confiabilidade do sistema “poço completado”

A Tabela 6.2 explicita os cálculos de confiabilidade e os dados de entrada utilizados para os dois Conjuntos Solidários de Barreiras identificados no projeto de completção analisado e as Figuras Figura 5.12 e Figura 5.14 apresentam os grafos dos CSB. A partir destes dados foram encontradas as confiabilidades para cada um dos CSB. A confiabilidade encontrada para o CSB-COP+DSSS é dada por:

$$R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} = R_{DSSS}^{27\ anos} \times R_{TUBOS\_COP}^{27\ anos} \times R_{MGL-VALV\_CEGA}^{27\ anos} \times R_{PKR\_PROD\_FT}^{27\ anos} \times R_{PROD\_LNR}^{27\ anos} \times R_{BRR\_NTRL}^{27\ anos}$$

$$R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} = 0,037038$$

A confiabilidade deste sistema foi baixa, o que era esperado por conta de um equipamento existente na COP cuja taxa de falha é elevada. O mandril de *gas lift* possui uma taxa de falha de  $11,9 \times 10^{-6}$ , com MTTF de 9,6 anos. Como o cálculo da confiabilidade levou em consideração um tempo de missão quase três vezes maior que o tempo médio para falha deste equipamento, sua probabilidade de falha durante este período é consideravelmente elevada e sua confiabilidade, consequentemente, é baixa.

A confiabilidade encontrada para o *CSB – ANM* é dada por:

$$R_{CSB\ ANM}^{27\ anos} = R_{BLOCO\_ANM}^{27\ anos} \times R_{ANM\_STAB\_PROD}^{27\ anos} \times R_{VALV\_PROD}^{27\ anos} \times R_{TH}^{27\ anos} \times R_{BLOCO\_BAP}^{27\ anos} \times \dots$$

$$\dots \times R_{AIV}^{27\ anos} \times R_{LINHA\_AIV}^{27\ anos} \times R_{SCPS\_BAP}^{27\ anos} \times R_{SCPS}^{27\ anos} \times R_{REVPROD}^{27\ anos} \times R_{BRR\_NTRL}^{27\ anos}$$

$$R_{CSB\ ANM}^{27\ anos} = 0,651292$$

Considerando-se que o sistema poço estará seguro se qualquer um dos CSB definidos atuar, podemos avaliar a confiabilidade do sistema poço, utilizando a Equação 6.5.

$$R_{POÇO}^{27\ anos} = R_{CSB\ ANM}^{27\ anos} + R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} - R_{CSB\ ANM}^{27\ anos} \times R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} \quad \text{Equação 6.5}$$

O resultado obtido para o exemplo em questão é dado pela Equação 6.6, a seguir.

$$R_{POÇO}^{27\ anos} \cong 0,037038 + 0,651291 - 0,037038 \times 0,651292 \cong 0,664207 \quad \text{Equação 6.6}$$

A taxa de falha equivalente,  $\lambda_{\text{equivalente}}$ , para o sistema poço é dada pela Equação 6.7.

$$\lambda_{POÇO} = \frac{-\ln[R_{POÇO}]}{\tau} \cong 1,729 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1} \quad \text{Equação 6.7}$$

É possível também determinar a taxa de falha equivalente para cada um dos CSB. O *CSB-COP+DSSS*, por exemplo, apresentou uma confiabilidade relativamente baixa,  $R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} = 0,037038$ . A taxa de falha equivalente é dada pela Equação 6.8.

$$\lambda_{CSB\ COP+DSSS} = \frac{-\ln[R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos}]}{\tau} = 1,393 \times 10^{-5} \text{ h}^{-1} \quad \text{Equação 6.8}$$

A partir da taxa de falha equivalente, podemos encontrar o tempo médio para falha do *CSB-COP+DSSS*, dado pela Equação 6.9.

$$MTTF_{CSB\ COP+DSSS} = \frac{1}{\lambda_{CSB\ COP+DSSS}} = 9,17\ anos \quad \text{Equação 6.9}$$

É possível, também, calcular-se a probabilidade de falha e cada CSB e do sistema poço, de forma análoga à Equação 3.6. Utilizando o exemplo do *CSB - COP+DSSS*, temos a probabilidade de falha dada por:

$$F_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} = 1 - R_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos}$$

$$F_{CSB\ COP+DSSS}^{27\ anos} \cong 9,62962 \times 10^{-1}$$

Uma tabela resumo dos resultados obtidos seguindo-se as duas metodologias descritas neste trabalho encontra-se na Seção 6.3, a seguir.

### 6.3. Comparativo das Metodologias

#### 6.3.1. Resultados

A Tabela 6.3, a seguir, apresenta os resultados de confiabilidade ( $R$ ), taxa de falha equivalente ( $\lambda_{equivalente}$ ), e tempo médio para falha ( $MTTF$ ), obtidos para o sistema “poço sem vazamento” na reprodução da metodologia proposta por Corneliussen (2006) e considerando  $\tau = 27$  anos.

A Tabela 6.4, a seguir, apresenta os resultados de confiabilidade ( $R$ ), taxa de falha equivalente ( $\lambda_{equivalente}$ ), e tempo médio para falha ( $MTTF$ ), obtidos para ambos os CSB e para o sistema “poço completado” a partir da metodologia proposta neste trabalho e considerando  $\tau = 27$  anos.

Comparando-se as Tabelas Tabela 6.3 e Tabela 6.4, é possível verificar as possíveis análises realizadas a partir das duas metodologias avaliadas neste trabalho. O método proposto por Corneliussen avalia o risco de vazamento do poço como um sistema único, analisando o risco de que uma sequência de falhas leve ao seu descontrole.

Tabela 6.3: Resultados obtidos pela reprodução da metodologia proposta por Corneliusen (2006), considerando  $\tau = 27$  anos

Parâmetro	Sistema Poço
Confiabilidade, $R(\tau)$	<b>93,28%</b>
Taxa de Falha Equivalente, $\lambda_{equivalente} (h^{-1})$	<b>2,938532E-07</b>
Tempo Médio para Falha, $MTTF$ (anos)	<b>388,2</b>
Probabilidade de Falha, $F(\tau)$	<b>6,72%</b>

Por outro lado, a metodologia proposta neste trabalho apresenta resultados tanto para o sistema poço, quanto para os seus Conjuntos Solidários de Barreiras, que podem ser entendidos como *subsistemas de segurança* que, sozinhos, garantem a integridade do poço. A metodologia permite uma estimativa de quando o poço atingirá *estados degradados* de integridade, caracterizados pela perda de um CSB. Com esta informação, é possível realizar uma estimativa da necessidade de intervenções de manutenção para uma campanha de poços considerando a necessidade de restabelecer dois CSB independentes no poço.

Tabela 6.4: Resultados obtidos pela metodologia proposta, considerando  $\tau = 27$  anos

Parâmetro	CSB - COP+DSSS	CSB - ANM	Poço Completado
Confiabilidade, $R(\tau)$	<b>3,70%</b>	<b>65,13%</b>	<b>66,42%</b>
Taxa de Falha Equivalente, $\lambda_{equivalente} (h^{-1})$	<b>1,392508E-05</b>	<b>1,811705E-06</b>	<b>1,728740E-06</b>
Tempo Médio para Falha, $MTTF$ (anos)	<b>9,2</b>	<b>70,5</b>	<b>73,9</b>
Probabilidade de Falha, $F(\tau)$	<b>96,30%</b>	<b>34,87%</b>	<b>33,58%</b>

O resultado obtido para o sistema poço através da metodologia proposta neste trabalho apresenta um valor de confiabilidade significativamente menor quando comparado ao resultado da metodologia proposta por Corneliusen (2006). Esta diferença pode ser explicada pelo fato de a metodologia proposta não considerar redundâncias das barreiras para o cálculo da confiabilidade. Dentre as barreiras do CSB-ANM, por exemplo, pode-se observar que os dois

modos de falha com menor confiabilidade associada são *Falha no Fechamento da M1* e *Falha no Fechamento da AIV* (Tabela 6.2), ambos com confiabilidade aproximadamente igual 94%. No poço, os vazamentos decorrentes destas falhas são contidos, respectivamente, pelos conjuntos (a) *Bloco da ANM + Válvula XO + Válvula S1 + Válvula W1* e (b) *Linha do acesso ao anular na BAP acima da AIV + Bloco da BAP + Stab de acesso ao anular da ANM + Anel de vedação BAP-ANM e conector H4 (back-up) + Válvula M2*, desconsiderando-se o corpo do suspensor de colunas, que faz parte do CSB secundário. Pode-se ainda afirmar que o vazamento interno da M2 possui como *backups* as válvulas XO, S2 e W2, além do bloco da ANM, e assim por diante.

Através da metodologia proposta é possível incluir as barreiras alternativas (*backups*) na avaliação da probabilidade de falha dos CSB e do sistema poço. Para fins de comparação, foram consideradas as barreiras alternativas ao CSB-ANM, e computados os parâmetros descritos na Tabela 6.5, a seguir.

Tabela 6.5: Resultados obtidos pela metodologia proposta, considerando barreiras alternativas (*backups*) e  $\tau = 27$  anos

Parâmetro	CSB - COP+DSSS	CSB - ANM	Poço Completado
Confiabilidade, $R(\tau)$	<b>3,70%</b>	<b>88,14%</b>	<b>88,58%</b>
Taxa de Falha Equivalente, $\lambda_{equivalente} (h^{-1})$	<b>1,392508E-05</b>	<b>5,334660E-07</b>	<b>5,124584E-07</b>
Tempo Médio para Falha, <i>MTTF</i> (anos)	<b>9,2</b>	<b>239,4</b>	<b>249,2</b>
Probabilidade de Falha, $F(\tau)$	<b>96,30%</b>	<b>11,86%</b>	<b>11,42%</b>

É possível observar uma diferença significativa nos riscos associados ao projeto de coluna de completação quando são consideradas as barreiras alternativas na avaliação de integridade. O CSB-ANM passou a ter confiabilidade superior a 88%, cerca de 35% acima do valor obtido desconsiderando-se as barreiras alternativas (aproximadamente 65%). A confiabilidade do sistema poço completado, aumentou em 1/3, passando de 66% para aproximadamente 89%.

Os valores dos parâmetros descritos na Tabela 6.5 estão relacionados aos riscos de perda de integridade do sistema poço, representando o risco de ocorrência de vazamentos para o meio

ambiente durante a fase de produção sem que haja qualquer intervenção para reposição de barreiras durante sua vida útil. A confiabilidade do sistema poço, com relação à obtida através da reprodução da metodologia proposta por Corneliussen (2006), é da ordem de 5% menor, diferença que pode ser explicada por possíveis erros na avaliação dos caminhos de vazamento ou nas considerações das barreiras alternativas.

### **6.3.2. Aspecto Temporal**

A metodologia de análise baseada na proposta de Corneliussen (2006) foi realizada em aproximadamente 25 h de trabalho, sem contar o tempo levado para descrição e documentação da metodologia.

A análise do projeto da coluna de completação com base na confiabilidade, proposta neste trabalho, foi realizada em aproximadamente 13 h de trabalho, também desconsiderando o tempo para registro descritivo, praticamente metade do tempo para execução quando comparada à reprodução da metodologia proposta por Corneliussen.

### **6.3.3. Comparação com Dados Reais**

Para validar a metodologia proposta, os resultados obtidos foram comparados com os dados de um projeto de Desenvolvimento da Produção com poços submarinos, contendo informações sobre os 17 anos iniciais, quando foram construídos, completados e operados 135 poços, considerando-se ainda as intervenções de manutenção destes poços.

A distribuição das entradas dos poços ao longo da campanha de construção está disposta na Tabela 6.6, a seguir.

A partir dos dados temporais dispostos na Tabela 6.6, podemos chegar ao número de poços-ano da campanha, multiplicando-se o número de poços em cada ano pelo seu tempo de produção. Assim, nesta campanha foram considerados 1.284 poços-ano

Para estes poços, ao longo dos 17 anos, foram registradas todas as intervenções de manutenção realizadas, com uma descrição do seu objetivo principal. Para se avaliar os resultados obtidos com a metodologia proposta neste trabalho, foram identificadas todas as intervenções de

manutenção motivadas por falhas nas barreiras de segurança, por exemplo, falha nos mecanismos de atuação das válvulas da ANM, furo na coluna de produção, falhas nos DSSS, etc., sendo identificadas 36 intervenções, descritas na Tabela 6.7, a seguir. Considerando-se 1.284 poços-ano, nos quais se distribuíram as 36 falhas registradas, temos uma taxa de falhas de aproximadamente  $3,1984 \times 10^{-6}$ , e um MTTF de 35,7 anos.

Tabela 6.6: Completação dos poços submarinos em campanha de Desenvolvimento da Produção

ANO	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRODUTOR	2	6	-1	7	5	1	7	14	9
INJETOR	0	0	0	3	9	-1	0	7	9
TOTAL PRODUTOR	2	8	7	14	19	20	27	41	50
TOTAL INJETOR	0	0	0	3	12	11	11	18	27
POÇOS/ANO	2	6	-1	10	14	0	7	21	18
TOTAL	2	8	7	17	31	31	38	59	77
ANO	10	11	12	13	14	15	16	17	
PRODUTOR	19	12	5	1	1	0	1	1	
INJETOR	7	7	1	1	0	0	2	0	
TOTAL PRODUTOR	69	81	86	87	88	88	89	90	
TOTAL INJETOR	34	41	42	43	43	43	45	45	
POÇOS/ANO	26	19	6	2	1	0	3	1	
TOTAL	103	122	128	130	131	131	134	135	

Analisando-se os dados da Tabela 6.7 é possível observar que as intervenções de manutenção foram motivadas por falhas de equipamentos tanto do CSB Primário (coluna de produção, DSSS) quanto do CSB Secundário (ANM). Não foram listadas falhas das barreiras com atuação remota que levassem ao seu fechamento (atuação), e.g. vazamento nas linhas de controle do DSSS.

Uma observação importante é que não aparecem entre os motivos das intervenções os vazamentos no mandril de *gas lift*. Isto acontece porque, na prática, dificilmente uma sonda é programada para corrigir esta falha, uma vez que a injeção contínua do gás garante que não haverá vazamento da coluna para o anular. O total de intervenções de manutenção da campanha, somando-se as motivadas por falhas de barreiras com as demais, foi de 144. Considerando os 1.284 poços-ano, temos um tempo médio entre intervenções de aproximadamente 8,9 anos, inferior ao MTTF esperado para as válvulas de *gas lift*. Na prática, em todas estas intervenções de manutenção, neste caso realizadas em média a cada nove anos, as válvulas de *gas lift* são substituídas e geralmente é constatada sua erosão.

Tabela 6.7: Intervenções de manutenção motivadas por falhas nas barreiras de segurança em campanha de Desenvolvimento da Produção

Intervenção	Motivo Real	CAUSA BÁSICA / DETALHES
1	ANM	VAZAMENTO NA W1 DA ANM
2	ANM	ANM RETIRADA P/ PROB. FUNCIONAIS E DEPOIS INSTALADA
3	COLUNA	SUBSTITUIÇÃO DA VALVULA DE DUPLA VEDAÇÃO DO SUSPENSOR DE COLUNA
4	ANM	ANM: TENTANDO RETIRAR TREE CAP
5	COLUNA	VAZAMENTO MANDRIL PDG
6	DSSS	DSSS VAZANDO / SUBSTITUIÇÃO COP + DSSS / INSTALAÇÃO ANM APÓS ROMPIMENTO DAS LINHAS DE CONTROLE
7	DSSS	DSSS: ENTUPIMENTO DAS DE LINHAS DE CONTROLE
8	DSSS	SUBSTITUIÇÃO DE DSSS E COP
9	ANM	ANM COM VAZAMENTO E HIDRATO
10	ANM	ANM RETIRADA PARA MANUTENÇÃO
11	BAP	BAP DANIFICADA
12	ANM	RETIRADA DA ANM PARA MANUTENÇÃO
13	DSSS	TROCA DE ATUAÇÃO DA DSSS DA LC1 PARA LC2
14	REVESTIMENTO	VAZAMENTO NO PACK OFF DO REVESTIMENTO 9 5/8"
15	ANM	SUBSTITUIÇÃO DE ANM
16	DSSS	RESTAURAÇÃO DE OPERAÇÃO DO DSSS
17	DSSS	HIDRATO NA LINHA DE CONTROLE DO DSSS
18	ANM	FALHA VÁLVULAS ANM - HIDRATO NOS ATUADORES.
19	ANM	RETIRADA ANM, REPARADA ANM E REINSTALADA ANM (HOVE HIDRATO NAS LINHAS DE CONTROLE DO DSSS E
20	COLUNA	HIDRATO NA ANM E LINHAS/COMUNICAÇÃO COP X ANULAR
21	REVESTIMENTO	TESTE COP, REVESTIMENTO E DSSS
22	ANM	HIDRATO NOS ATUADORES DA ANM
23	DSSS	HIDRATO NA LC DA DSSS
24	REVESTIMENTO	VAZAMENTO NO ANULAR: EMPACOTADO FURO, TROCADA COP ATÉ TH
25	ANM	ANM E COLUNA C/ VAZAMENTOS.
26	DSSS	HIDRATO NA LC DO DSSS
27	DSSS	HIDRATO NA LC DO DSSS
28	ANM	ANM E COLUNA COM VAZAMENTOS
29	ANM	RESTAURAR OPERACIONALIDADE DA M1 DA ANM
30	DSSS	OPERACIONALIZAR DSSS PLUMBAGEM DE TRECAP
31	BAP	PROVER BARREIRAS DE SEGURANÇA NO POÇO POR
32	COLUNA	CORRIGIR COMUNICAÇÃO COP X ANULAR
33	COLUNA	CORRIGIR COMUNICAÇÃO COP X ANULAR
34	COLUNA	CORRIGIR COMUNICAÇÃO COP X ANULAR
35	COLUNA	CORRIGIR COMUNICAÇÃO COP X ANULAR
36	COLUNA	CORRIGIR COMUNICAÇÃO COP X ANULAR

Para se comparar os resultados da metodologia proposta com os dados deste projeto, foi necessário utilizar a metodologia para o esquema de poço típico da campanha de Desenvolvimento da Produção analisada, expurgando-se a (baixa) confiabilidade das válvulas de

gas lift dos cálculos de confiabilidade do sistema. Os CSB identificados são descritos na Tabela 6.8.

Tabela 6.8: CSB de projeto típico na campanha de Desenvolvimento da Produção do exemplo de aplicação

CSB	Barreira	Nome do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)	
CSB - COP + DSSS	Formação competente e impermeável (folhelho)	-	0	-	
	Revestimento de Produção Cimentado (9 5/8")	9 5/8 Casing	0,05800	1966,85	
	Packer de produção	PKR_VCA	0,12100	942,786	
	Packer de produção	PKR_VCA	0,12100	942,786	
	Tubing Seal Receptacle (TSR)	TSR_VCA	0,30700	371,587	
	Tubos de produção entre DSSS e PKR	COP_EntreVCI-DSSS_VCA_severo	0,25000	456,308	
	Dispositivo de segurança de subsuperfície (DSSS)	DSSS_FNF	DSSS_VCA	0,56000	203,709
		DSSS_VCA	DSSS_VCA	0,31608	360,907
DSSS_VPF		DSSS_VCA	0,72000	158,44	
CSB - ANM	Formação competente e impermeável (folhelho)	-	0	-	
	Revestimento de Produção Cimentado (9 5/8")	9 5/8 Casing	0,05800	1966,85	
	SCPS	SCPS_MajorHazard	0,00290	39336,9	
	Camisa de Isolamento, Anel de vedação cabeça de poço-BAP e conector H4 (back-up)	BAP-H4_VE	BAP-VX_VI	0,00280	40741,8
		BAP-VX_VI	BAP-VX_VI	0,13000	877,516
		IsolatSleeve_VI	IsolatSleeve_VI	30,00000	3,80257
	Bloco da BAP	Bl.BAP_VE	Bl.BAP_VI	0,15350	743,173
		Bl.BAP_VI	Bl.BAP_VI	0,15350	743,173
	Vedação do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1140,77	
	Penetradores do suspensor de coluna	TH-Penetradores_VI	0,10000	1140,77	
	Bloco do suspensor de coluna	TH_VI	0,10000	1140,77	
	Vedação do Stab de produção da ANM	TH-StabProd_VCA	0,15000	760,514	
	Stab de produção da ANM	STAB-ANM_VI	0,00300	38025,7	
	Vedação do Stab de anular da ANM	TH-StabAn_VCA	0,15000	760,514	
	Stab de anular da ANM	STAB-An-ANM_VI	0,00300	38025,7	
	Válvula de produção M1	M1_FNF	M1_VE	0,25000	456,308
		M1_VE	M1_VPF	0,01500	7605,14
		M1_VPF	M1_VPF	0,15000	760,514
	Válvula de produção M2	M2_FNF	M2_VE	0,25000	456,308
		M2_VE	M2_VPF	0,01500	7605,14
M2_VPF		M2_VPF	0,15000	760,514	
Bloco da ANM	Bl.ANM_VE	Bl.ANM_VE	0,15350	743,173	

As intervenções de manutenção levantadas foram motivadas por falhas de equipamentos do CSB primário e do CSB secundário, e, para fins de comparação, é necessário se avaliar todas as

barreiras no grafo de confiabilidade do poço. Portanto, o poço seguro depende do CSB primário e do CSB secundário, e o grafo deve considerar os dois CSB para considerar o poço seguro, conforme demonstrado na Figura 6.3.

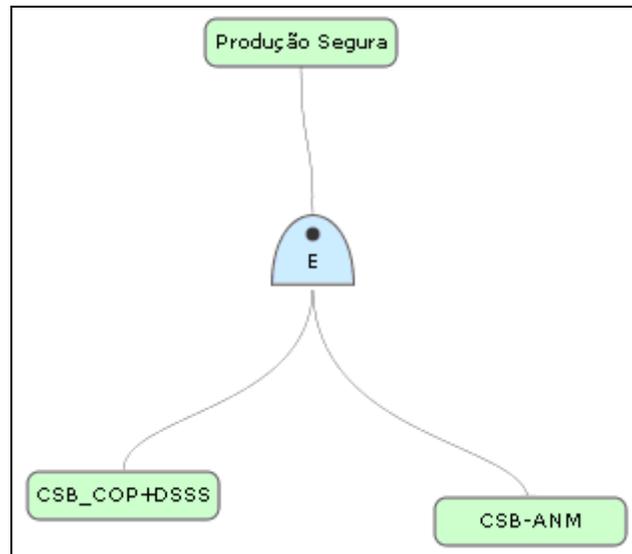


Figura 6.3: Produção segura considerando atuação de todas as barreiras

Ao se aplicar a metodologia para o projeto de poço típico da campanha analisada, expurgando-se os dados de falha do MGL da análise, a confiabilidade do CSB-COP+DSSS encontrada foi:

$$R_{CSB\ COP+DSSS-MGL}^{17\ anos} = 0,719053.$$

A confiabilidade do CSB-ANM para o projeto de poço típico foi de:

$$R_{CSB\ ANM}^{17\ anos} = 0,746990.$$

Finalmente, o MTTF esperado para o poço é dado por:

$$MTTF_{INTERVENÇÃO} = \frac{1}{\lambda_{INTERVENÇÃO}} = 30,6\ anos.$$

Finalmente, para se avaliar todas as intervenções motivadas por falhas nas barreiras de segurança, é preciso se considerar todos os equipamentos e os dois CSB de forma conjunta, resultando em:

$$R_{INTERVENÇÃO}^{17 \text{ anos}} = R_{CSB ANM}^{17 \text{ anos}} \times R_{CSB COP+DSSS}^{17 \text{ anos}} = 0,537126.$$

A taxa de falha equivalente é dada por:

$$\lambda_{INTERVENÇÃO} = \frac{-\ln[R_{INTERVENÇÃO}]}{\tau} \cong 4,17068 \times 10^{-6} \text{ h}^{-1}.$$

O resultado obtido através da aplicação da metodologia é próximo ao observado na prática, com um erro relativo de aproximadamente 15%, e apresentando uma resposta mais conservadora em relação ao tempo médio entre falhas.

A partir do tempo médio para falhas é possível estimar-se a quantidade de intervenções esperadas na campanha de construção e produção dos poços. A partir da expectativa de entrada de poços ao longo da campanha estipulada no projeto, é possível encontrar o total de poços-ano. Dividindo-se este valor pelo MTTF calculado, obtém-se uma estimativa da quantidade de intervenções motivadas por falhas de barreiras de segurança ao longo da campanha. No exemplo em questão, a razão entre 1.284 poços-ano e MTTF de 30,6 anos, temos o valor truncado de 41 intervenções. Espera-se que a distribuição de intervenções tenha uma concentração maior no final da campanha, com o aumento da quantidade e o envelhecimento dos poços. A Tabela 6.9, a seguir, demonstra a distribuição de intervenções motivadas por falhas nas barreiras de segurança, de acordo com a metodologia proposta e de acordo com os dados reais, a partir da evolução de poços-ano da campanha de construção dos poços.

Tabela 6.9: Distribuição calculada e real de intervenções na campanha

<b>ANO</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>POÇO-ANO</b>	2	10	17	34	65	96	134	193	270
<b>Previsão Metodologia</b>	0	0	0	1	1	1	1	2	2
<b>Intervenções Realizadas</b>	1	2	0	1	1	2	1	1	3
<b>ANO</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>Nº Intervenções</b>
<b>POÇO-ANO</b>	373	495	623	753	884	1015	1149	1284	X
<b>Previsão Metodologia</b>	4	4	4	4	4	5	4	4	41
<b>Intervenções Realizadas</b>	0	2	1	1	5	6	3	6	36

Para a distribuição da metodologia, considerou-se que cada vez que o acúmulo de poços-ano atinge o MTTF, deve ser realizada uma intervenção motivada por falhas nas barreiras de segurança. A distribuição acumulada está apresentada na Figura 6.4. Neste caso, apesar de as

intervenções de manutenção terem se iniciado já no primeiro ano do projeto, a metodologia consegue representar a linha de tendência dos dados reais. O total de intervenções estimado pela metodologia, 41, foi em torno de 14% maior que a quantidade real, 36 intervenções. O resultado, contudo, é mais conservador uma vez que prevê uma quantidade maior de recursos necessários.

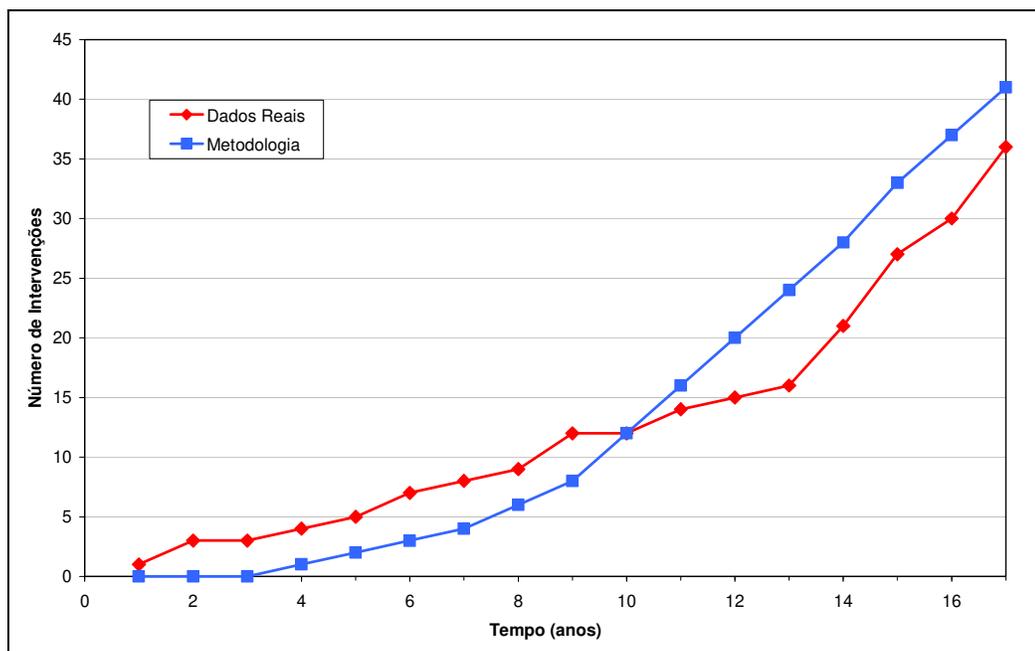


Figura 6.4: Distribuição real e calculada pela metodologia das intervenções motivadas por falhas nas barreiras de segurança

Como a metodologia proposta por Corneliusen (2006) tem por objetivo a análise da probabilidade de vazamentos, a relevância deste tipo de comparação com os dados reais é significativamente baixa. Ao se expurgar os dados de falhas do MGL nesta metodologia, retira-se a principal fonte de vazamentos do sistema, e é de se esperar que a indisponibilidade do sistema apresente uma queda considerável. Contudo, esta nova probabilidade de vazamento não terá correlação com a expectativa de números de intervenções na campanha de poços.

#### 6.3.4. Aspectos Gerais

O método proposto por Corneliusen (2006) foi pioneiro ao detalhar uma metodologia para análise de projetos de poços na fase de produção e combinando aspectos de confiabilidade e a visão de barreiras como envelopes para os fluidos do reservatório. A análise, contudo, requer o

mapeamento de todas as cavidades presentes no poço e uma verificação dos modos de falha que devem ocorrer para que cada uma destas cavidades seja pressurizada. A complexidade da aplicação da metodologia é, portanto, proporcional à complexidade do projeto de completção. Adicionalmente, estes modos de falha são agrupados de forma que o foco seja exclusivamente no evento indesejável de vazamento para o meio ambiente, o que inviabiliza a análise de estados degradados do poço, caracterizados pela perda de barreiras sem, contudo, a perda de integridade do sistema.

Em contrapartida, o método proposto neste trabalho prevê a consideração de equipamentos específicos na análise, cujo funcionamento é suficiente para a garantia da integridade. Desta forma, mesmo com uma análise que considera menos equipamentos e, portanto, mais enxuta, a metodologia apresenta um resultado mais conservador, uma vez que desconsidera as barreiras alternativas (*backups*) aos Conjuntos Solidários de Barreiras. Contudo, com uma análise complementar, a metodologia permite a inclusão destas barreiras alternativas para uma avaliação da probabilidade de perda de integridade do poço.

Os resultados gerados seguindo-se a metodologia proposta neste trabalho podem ser analisados tanto para o sistema poço como um todo, quanto para cada um dos Conjuntos Solidários de Barreiras existentes. O resultado de tempo médio para falhas de cada um dos CSB fornece uma estimativa de ocorrência de estados degradados, quando um conjunto de barreiras no poço tenha sido perdido, situação que pode estar em desacordo com normas ou legislações locais.

Com esta informação, é possível se dimensionar recursos, como sonda e equipamentos de completção, para a readequação dos poços de uma campanha de desenvolvimento da produção a critérios de quantificação de barreiras. Esta avaliação pode ser feita nas fases iniciais de projetos de desenvolvimento da produção de campos petrolíferos, contribuindo para uma avaliação mais precisa da economicidade do projeto. A comparação da metodologia proposta com uma campanha real de construção e manutenção de poços submarinos demonstrou seu potencial na previsão da necessidade de intervenções de manutenção.

Métodos baseados em confiabilidade permitem a localização de pontos críticos no sistema. A identificação destes componentes do projeto de coluna de completção que apresentam maior expectativa de falhas possibilita investimentos específicos e otimizados para reduzir o risco de

perda de integridade do poço durante sua vida produtiva. No exemplo demonstrado, alternativas para aumentar a confiabilidade do poço podem ir desde projetos de Pesquisa e Desenvolvimento de válvulas de *gas lift* que apresentem maiores confiabilidades até uma análise econômica considerando a não-instalação do mandril de *gas lift* até que a necessidade de injeção de gás no anular passe a ser essencial para economicidade do projeto, prevendo-se então uma intervenção para troca de coluna de produção. Adicionalmente, tais metodologias permitem análises comparativas de confiabilidades para diferentes projetos de colunas de completação, fornecendo ao projetista um importante parâmetro para seleção de equipamentos e configurações.

## **7. CONCLUSÕES**

### **7.1. Metodologias para Análise de Integridade**

A metodologia proposta tem foco na análise de integridade de poços de petróleo completados, durante sua fase de produção. Por levar em consideração as barreiras que compõem os Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB), a metodologia possui um escopo bem delimitado e apresenta resultados conservadores. A quantificação dos dados de confiabilidade dos CSB permite que se estime a ocorrência de estados degradados, quando perde-se um dos conjuntos do poço mas não é esperada a ocorrência de vazamentos para o meio ambiente.

Utilizando-se dados de confiabilidade dos equipamentos previstos para a completção de um poço, a metodologia pode ser aplicada nas fases iniciais de um projeto de desenvolvimento da produção, auxiliando na previsão de recursos para a campanha de manutenção dos poços.

### **7.2. Próximos Passos**

Para continuidade deste trabalho, sugere-se um refinamento da modelagem de confiabilidade dos equipamentos utilizados na completção. No presente trabalho, as falhas de cada equipamento utilizado na coluna de completção foram representadas pelo modelo exponencial como simplificação.

Um estudo mais detalhado dos equipamentos permitirá um mapeamento de seus modos de falha e viabilizará a utilização de modelos específicos, mais adequados às respectivas características de cada barreira de segurança. Esta especificação deverá aumentar a correlação do modelo utilizado para análise do projeto da coluna de completção com o sistema instalado no poço, tornando a previsão de recursos mais acurada.



## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. ANEEL, 2008, disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em 19 de maio de 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **A ANP e o Meio Ambiente**. ANP, 2012, disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=9219>>. Acesso em 20 de agosto de 2012.

ANDERS, J. **Implementing a Well Integrity Management System**. SPE Distinguished Lectures Series, 2008. Disponível em: <<http://www.spe.org/events/dl/docs/Anders.pdf>>. Acesso em: 25 de outubro de 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5462: Confiabilidade e Manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.

AZEVEDO, J.S.G. [1]. **Seminário “Os Novos Desafios do Pré-Sal”**. Apresentação em 16 de agosto de 2011. Disponível em: <[http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id\\_materia=ljzK7E/MyRRMebgQBxIT/Q==&id\\_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id\\_canalpai=/zfwoC+leAQcwFyERVZzwQ==](http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=ljzK7E/MyRRMebgQBxIT/Q==&id_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id_canalpai=/zfwoC+leAQcwFyERVZzwQ==)>. Acesso em 20 de dezembro de 2011.

AZEVEDO, J.S.G. [2]. **Pre-Salt Oil: Developing The Frontier**. Apresentação em 16 de novembro de 2011. Disponível em: <[http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id\\_materia=Cn2ZF5wuqdMRdfnuux9uGA==&id\\_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id\\_canalpai=/zfwoC+leAQcwFyERVZzwQ==&ln=en](http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=Cn2ZF5wuqdMRdfnuux9uGA==&id_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id_canalpai=/zfwoC+leAQcwFyERVZzwQ==&ln=en)>. Acesso em 20 de dezembro de 2011.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo. Resolução n° 25, de 6 de março de 2002. **Procedimentos a serem adotados no abandono de poços de petróleo e/ou gás**. Rio de Janeiro, 2002.

BP. **BP Pledges Collateral for Gulf of Mexico Oil Spill Trust**. Nota a imprensa, 1º de outubro de 2010, disponível em: <<http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=2012968&contentId=7065280>>. Acesso em 19 de maio de 2011.

CORNELIUSSEN, K. **Well Safety: Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells**. Tese (Doutorado) – The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim (Noruega), 2006.

EBELING, C. **An introduction to reliability and maintainability engineering**. McGraw Hill. New York (E.U.A.), 1997. 486 p.

ESPAÇO CONHECER – PETROBRAS. **A História do Petróleo no Brasil**, disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br/EspacoConhecer/HistoriaPetroleo/inicio.asp>>. Acesso em: 06 de fevereiro de 2009.

FINANCIAL TIMES. **Financial Times Global 500**, disponível em: <<http://www.ft.com/intl/reports/ft-500-2011>>. Acesso em 25 de novembro de 2011.

FORMIGLI FILHO, J.M. Santos Basin Pre-salt Cluster: How to Make Production Development Technical and Economically Feasible. In: **Anais do Rio Oil & Gas**, 2008, Rio de Janeiro. Disponível em: <[http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id\\_materia=TLxgrMLn2Dy0036akb51eA==&id\\_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id\\_canalpai=/zfwoc+leAQcwFyERVZzwQ==](http://www.petrobras.com.br/ri/Show.aspx?id_materia=TLxgrMLn2Dy0036akb51eA==&id_canal=wyqR1+3aDC/Y0tv/TRNk3g==&id_canalpai=/zfwoc+leAQcwFyERVZzwQ==)>. Acesso em: 10 de outubro de 2011.

FROTA, H.M. **Desenvolvimento de Método para Planejamento da Manutenção de Poços Petrolíferos em Águas Profundas**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé, 2003.

FROTA, H.M.; DESTRO, W. Reliability Evolution of Permanent Downhole Gauges for Campos Basin Subsea Wells: A 10-Year Case Study. SPE 102700. Em: **Anais do SPE Annual Technical Conference and Exhibition**. Society of Petroleum Engineers – SPE, San Antonio (E.U.A.), 2006.

HEYDAR ALIYEV FOUNDATION. **History of Development of Oil Industry**, disponível em: <[http://www.azerbaijan.az/\\_Economy/\\_OilStrategy/oilStrategy\\_02\\_e.html](http://www.azerbaijan.az/_Economy/_OilStrategy/oilStrategy_02_e.html)>. Acesso em: 25 de outubro de 2010.

LEITCH, R.D. **Reliability analysis for engineers: an introduction**. Oxford University Press. Oxford, Reino Unido. 230p. 1995.

MARINHO JR., I.P. **Petróleo: política e poder – Um novo choque do petróleo?** José Olympio Editora. Rio de Janeiro, Brasil, 1989. 468p.

MASLOWSKI, A. **Drake Well Celebrates Sesquicentennial Year**, disponível em: <<http://wellservicingmagazine.com/node/299>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2009.

MIURA, K. **Um Estudo sobre a Segurança Operacional na Construção e Reparo de Poços Marítimos de Petróleo**. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.

MIURA, K.; MOROOKA, C. K.; MENDES, J.R.P.; GUILHERME, I.R. [1]. Characterization of operational safety in offshore oil wells. Em: **Journal of Petroleum Science and Engineering**. Elsevier, Amsterdam (Holanda), v. 51, n° 1-2, pp. 111-126, abr. 2006.

MIURA, K.; MOROOKA, C.K.; MENDES, J.R.P.; GUILHERME, I.R. [2]. Uma metodologia para a avaliação da segurança operacional em poços marítimos. Em: **Boletim Técnico da Produção de Petróleo**. PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro, vol. 1, n° 2, pp. 339-3665, dez. 2006.

MOINES, E.; IVERSEN, M. Reliability Management of Surface-Controlled Subsurface Safety Valves for the TOGI Project. SPE 20875. **SPE Production Engineering**, v. 6, n. 2, pp. 181-186. Society of Petroleum Engineers – SPE, Maio, 1991.

MOREIRA, J.R.F. **Reliability of Subsea Completion Systems**. Dissertação (Mestrado) – Cranfield Institute of Technology, Bedford (Reino Unido), 1993.

NORSOK. NORWEGIAN TECHNOLOGY STANDARDS INSTITUTION. **NORSOK D-010: Well integrity in drilling and well operations. Rev. 3.** Lysaker (Noruega), 2004. 162 p.

PETTERSEN, G., MOLDSKRED, I.O., YTREDAL, E.B. The Snorre A Incident 28 November 2004: Lessons Learned. SPE 98739. Em: **Anais da SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production.** Abu Dhabi (E.A.U.), 2006.

TAKASHINA, N.T. O Conceito de Barreira de Segurança e sua Confiabilidade em um Poço de Petróleo. **Anais do 3º Seminário sobre Garantia de Qualidade,** Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP, São Paulo, pp. 256-268, 1987.

THARP, P. Stormy weather: BP's stock hits new low. **New York Post,** 2010. Artigo disponível em: <[http://www.nypost.com/p/news/business/stormy\\_weather\\_bp\\_stock\\_hits\\_new\\_R9j0pMVMYMpgrQodvaymOP](http://www.nypost.com/p/news/business/stormy_weather_bp_stock_hits_new_R9j0pMVMYMpgrQodvaymOP)>. Acessado em 19 de maio de 2011.

VAN GISBERGEN, S.J.C.H.M.; VANDEWEIJER, A.A.H. Reliability Analysis of Permanent Downhole Monitoring Systems. SPE 57057. **SPE Drilling & Completion.** v. 16, n.1, pp. 60-63. Society of Petroleum Engineers – SPE, Maio, 2001.

## ANEXO A: DADOS DE CONFIABILIDADE

Os dados de confiabilidade utilizados neste trabalho são provenientes do banco de dados WellMaster 3 e de um estudo de confiabilidade adquirido pela Petrobras para um cenário de poços submarinos, e são apresentados na Tabela A-1, a seguir.

Tabela A-1: Dados de confiabilidade (taxas de falha) utilizados neste trabalho

Nome do evento básico	Descrição do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)
999 RevProd_VE	Vazamento externo do revestimento de produção	0,01522	7500
AIV_FNF	Annulus Master Valve (M2) fails to close	0,25000	457
AIV_VE	Vazamento externo na Annulus Intervention Valve	0,01500	7610
AIV_VPF	Vazamento na posição fechada da Annulus Intervention Valve	0,15000	761
BAP-H4_VE	Vazamento/Destravamento do H4 do sistema BAP-ANM, não levando à elevação da ANM	0,00280	41436
BAP-VX_VI	Vazamento interno do anel VX da BAP	0,13000	878
BI.ANM_VE	Vazamento externo no bloco da ANM	0,15350	744
BI.ANM_VI	Vazamento interno no bloco da ANM (comunicando pressão à área de vedação entre VX e H4 da ANM-BAP)	0,15350	744
BI.BAP_VE	Vazamento externo no bloco da BAP	0,15350	744
BI.BAP_VI	Vazamento interno no bloco da BAP (comunicando pressão à área de vedação entre VX e H4 do SCPS-BAP)	0,15350	744
Capa_VE	Vazamento externo na capa da ANM	0,13000	878
COP_AbaixoPKR_VCA	Vazamento coluna-anular da coluna de produção abaixo do packer	0,05000	2283
COP_AcimaDSSS_VCA	Vazamento coluna-anular da coluna de produção acima do DSSS	0,00300	38052
COP_EntrePKR-DSSS_VCA	Vazamento coluna-anular da coluna de produção entre o PKR (packer) e o DSSS	0,25000	457
DSSS_FNF	Falha no fechamento do Dispositivo de Segurança de Subsuperfície	0,56000	204

Tabela A-1 (cont.): Dados de confiabilidade (taxas de falha) utilizados neste trabalho

Nome do evento básico	Descrição do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)
DSSS_VCA	Vazamento interno da DSSS, comunicado interior da coluna com anular	0,31608	36563
DSSS_VPF	Vazamento na posição fechada do Dispositivo de Segurança de Subsuperfície	0,72000	159
LinhaAIV_VE	Vazamento externo na linha da AIV	0,05000	2283
LinhasControleHidr_AER		1,52146	75
LXO-Linhas_VE	Vazamento externo na linha da Válvula XO	0,05000	2283
M1_FNF	Falha no Fechamento da M1	0,25000	457
M1_VE	Vazamento externo na Master 1 da ANM	0,01500	7610
M1_VPF	Vazamento na posição fechada da M1	0,15000	761
M2_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
M2_VE	Vazamento externo na Master 2 da ANM	0,01500	7610
M2_VPF	Vazamento na posição fechada da M2	0,15000	761
MGL_VCA	Vazamento coluna-anular no Mandril de gas-lift (MGL), inclusive na válvula de gas-lift (VGL)	11,90000	9,59
PKR_VCA	Vazamento coluna-anular do packer de produção (superior)	0,12100	943
S1_VE	Vazamento externo na Swab 1 da ANM	0,01500	7610
S1_VPF	Vazamento na posição fechada da S1	0,15000	761
S1_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
S2_VE	Vazamento externo na Swab 2 da ANM	0,01500	7610
S2_VPF	Vazamento na posição fechada da S2	0,15000	761
S2_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
SCPS_Major Hazard B	Vazamento/Destravamento do H4 do sistema SCPS-BAP, levando à elevação da BAP	0,00290	39364
SCPS-H4_VE	Vazamento externo no Sistema de Cabeça de Poço Submarino	0,02000	5708
SCPS-VX_VI	Vazamento interno do anel VX do SCPS	0,13000	878
TH_VCA	Vazamento coluna-anular no suspensor de coluna	0,25868	441

Tabela A-1 (cont.): Dados de confiabilidade (taxas de falha) utilizados neste trabalho

Nome do evento básico	Descrição do evento básico	Taxa de falha (por 10 <sup>6</sup> horas)	MTTF (anos)
TH_VI	Vazamento interno nos selos do suspensor de coluna	0,10000	1142
TH-Penetradores_VI	Vazamento interno nos selos dos penetradores do suspensor de coluna	0,10000	1142
TH-StabProd_VCA	Vazamento coluna-anular através da vedação entre o stab de produção da ANM e o suspensor de coluna	0,15000	761
TH-StabAn_VCA	Vazamento coluna-anular através da vedação entre o stab de produção da ANM e o suspensor de coluna	0,15000	761
VCI_FNF	Falha no fechamento da Válvula de Completação Inteligente	11,69325	9,76
VCI_VPF	Vazamento na posição fechada da Válvula de Completação Inteligente	0,14351	33257
W1_VE	Vazamento externo da Wing 1	0,01500	7610
W1_VPF	Vazamento na posição fechada da S2	0,15000	761
W1_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
W2_VE	Vazamento externo da Wing 2	0,01500	7610
W2_VPF	Vazamento na posição fechada da S2	0,15000	761
W2_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457
XO_VE	Vazamento externo na Válvula XO	0,01500	7610
XO_VPF	Vazamento na posição fechada da Válvula XO	0,15000	761
XO_FNF	Falha no Fechamento da M2	0,25000	457



## ANEXO B: E&P-OFFICE

O programa E&P-Office 3, desenvolvido por uma parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal de Pernambuco, tem foco na análise quantitativa de risco voltada para a Exploração e Produção de petróleo.

O programa foi utilizado para modelagem e cálculo com Árvores de Falhas na reprodução da metodologia proposta por Corneliussen (2006). A Figura B-1, a seguir, apresenta a tela inicial do programa como arquivo da reprodução aberto, e a Figura B-2 apresenta uma tela com um dos modos de falha selecionado para entrada dos dados de confiabilidade.

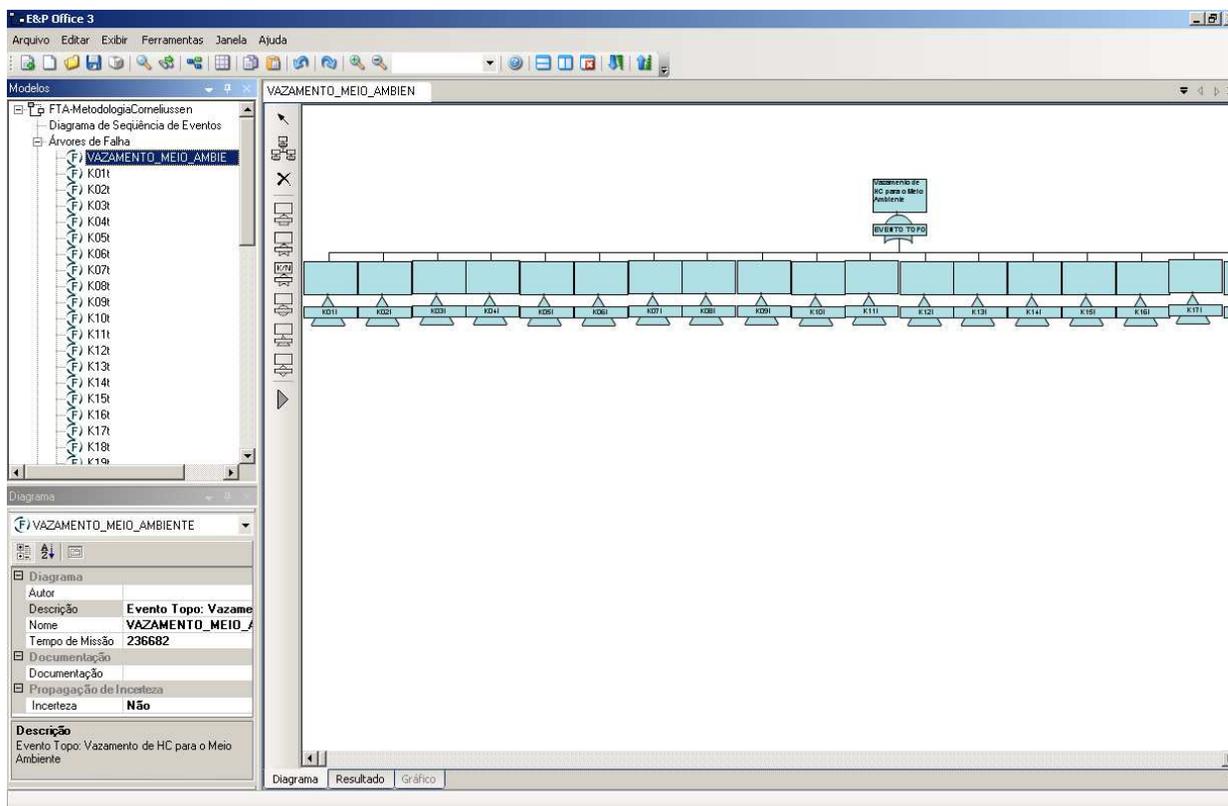


Figura B-1: Tela inicial do programa E&P-Office 3

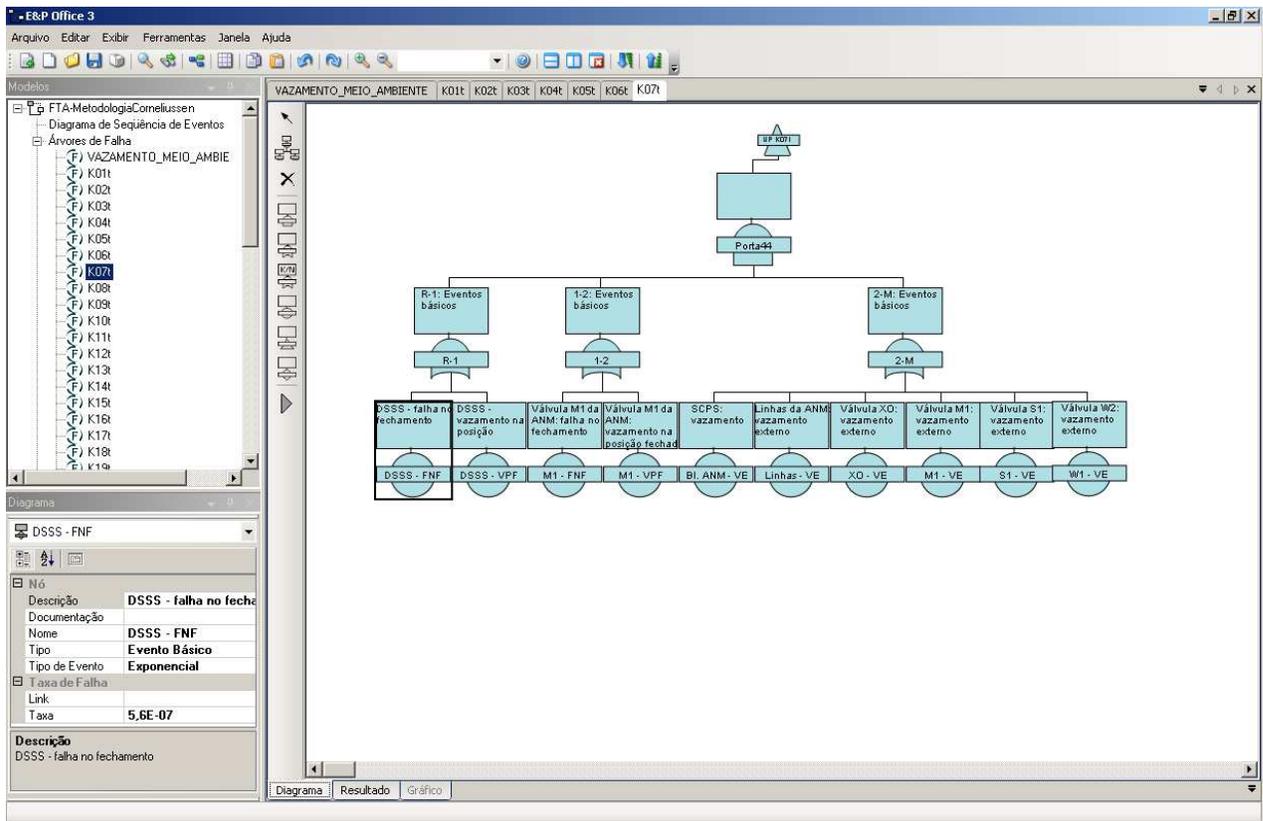


Figura B-2: Entrada de dados de confiabilidade para um modo de falha

## ANEXO C: SAGA – SAFETY GRAPH ANALYZER

O programa SAGA – *Safety Graph Analyzer*, desenvolvido por uma parceria entre a Petrobras e a Caiena, empresa criada na incubadora da Universidade Estadual Paulista, tem foco na análise gráfica de barreiras de segurança, contemplando conceitos de Conjuntos Solidários de Barreiras.

O programa foi utilizado para modelagem dos grafos de barreiras de segurança e de conjuntos solidários de barreiras utilizados na metodologia proposta. A Figura C-1 demonstra a tela inicial do programa, denominada de “Biblioteca”.

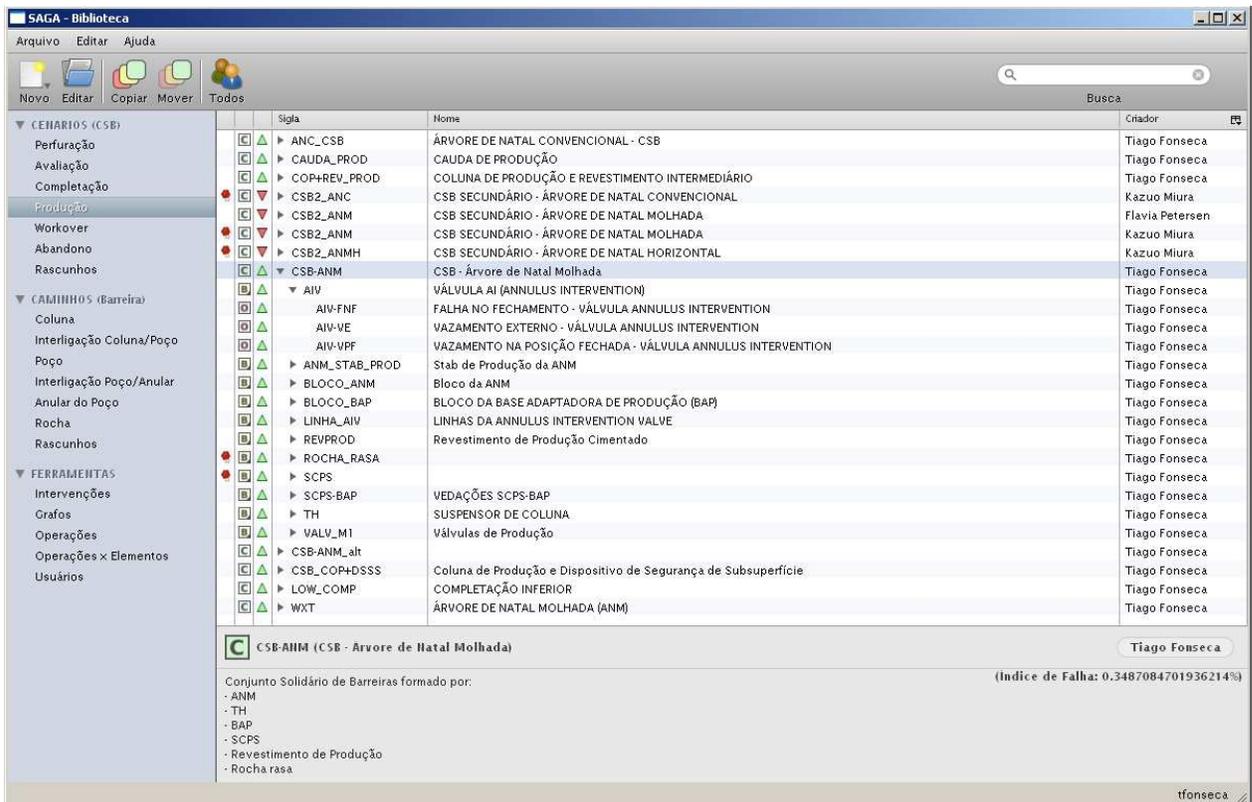


Figura C-1: Tela inicial do programa SAGA – *Safety Graph Analyzer*

Na tela “Biblioteca”, representada pela Figura C-1, é possível observar tópicos, do lado esquerdo da tela, que representam os “Cenários” e os “Caminhos”. Para cada cenário (Perfuração, Avaliação, Completação, Produção, etc.) estão armazenados Conjuntos Solidários de Barreiras (CSB) específicos, que podem estar ativados durante as operações específicas do cenário avaliado. Na Figura C-1, está selecionado o cenário “Produção”, cenário avaliado neste trabalho, e está selecionado, na área principal da “Biblioteca”, o CSB-ANM, utilizado neste trabalho, com suas barreiras descritas (AIV, *Stab* de Produção, Bloco da ANM, etc.) e os modos de falhas das barreiras descritos como componentes (AIV-FNF, AIV-VPF, etc.).

O programa possui também um editor de grafos, utilizado para mapear as relações entre os componentes de cada barreira e entre as barreiras de cada CSB descritos na “Biblioteca”. A Figura C-2 está representada a tela de edição de grafos, com o grafo do CSB-ANM demonstrado.

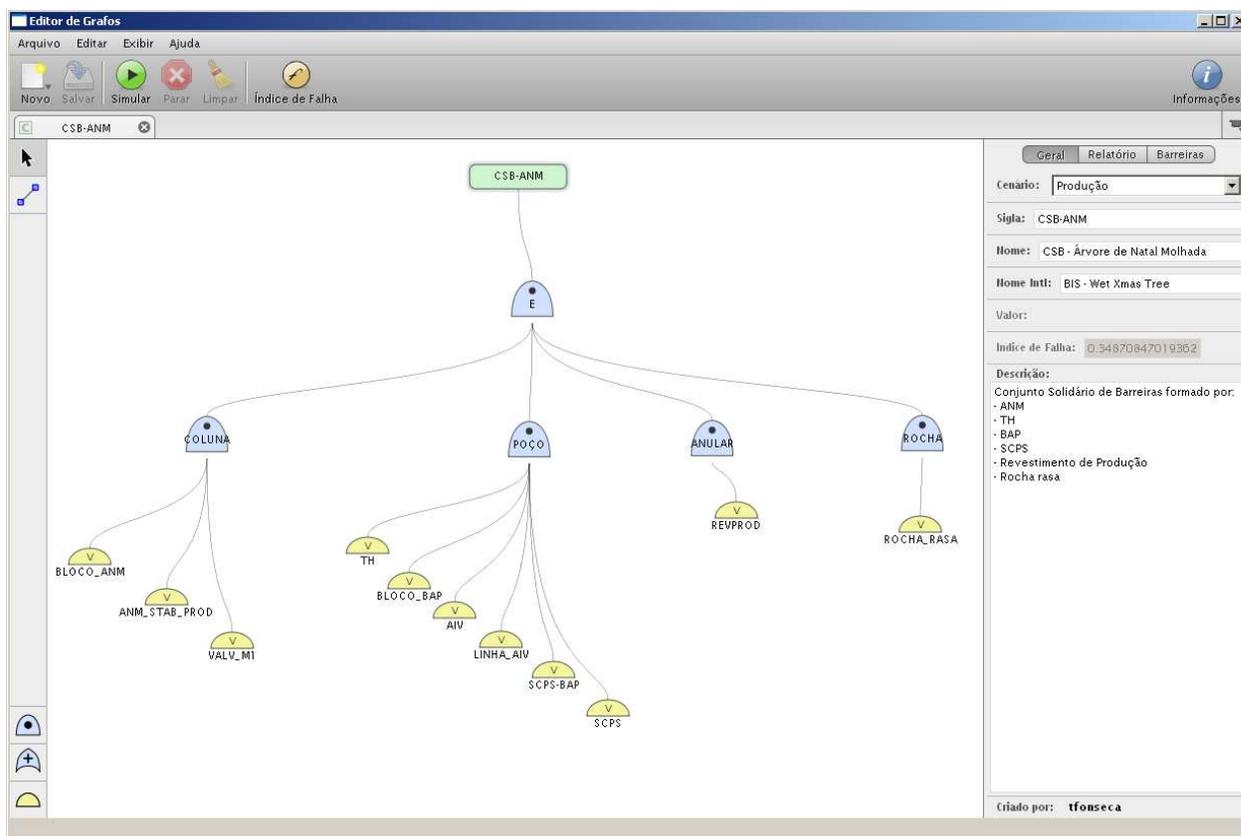


Figura C-2: Tela do editor de grafos do SAGA

## ANEXO D: ÁRVORES DE FALHA

As Árvores de Falha (AdF) utilizadas na reprodução da metodologia proposta por Corneliusen (2006) são apresentadas nesta seção, com referências aos cortes que elas representam. Todas as Figuras são do programa E&P-Office, utilizado para o cálculo de indisponibilidade das AdF.

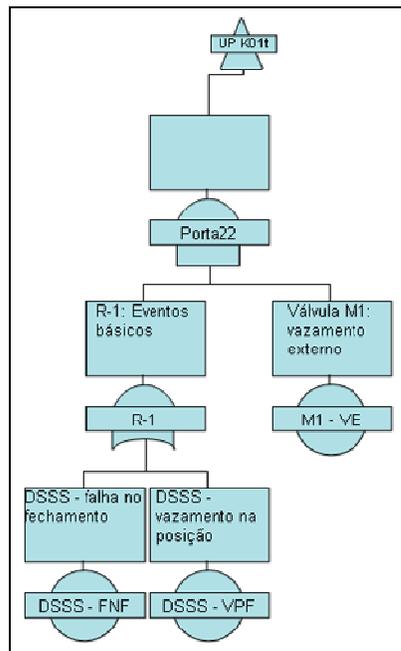


Figura D-1: AdF do Corte Mínimo  $K01=\{R-1;1-M\}$

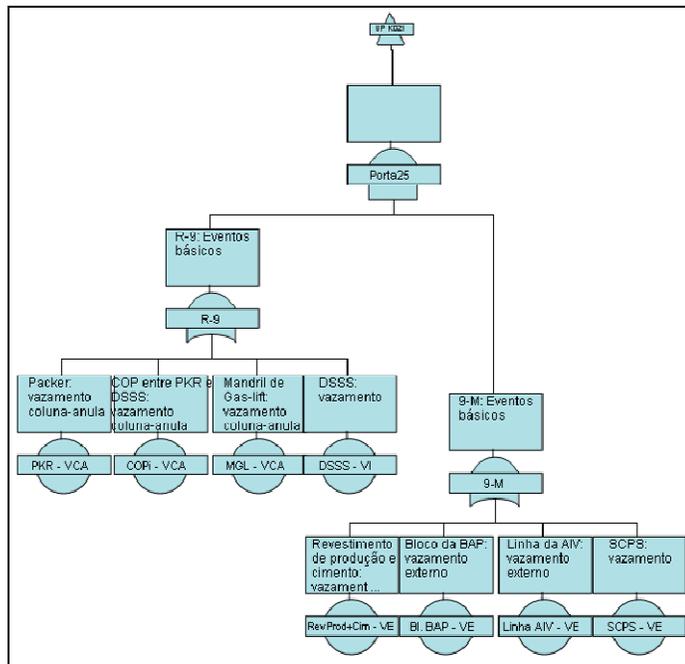


Figura D-2: AdF do Corte Mínimo K02={R-9;9-M}

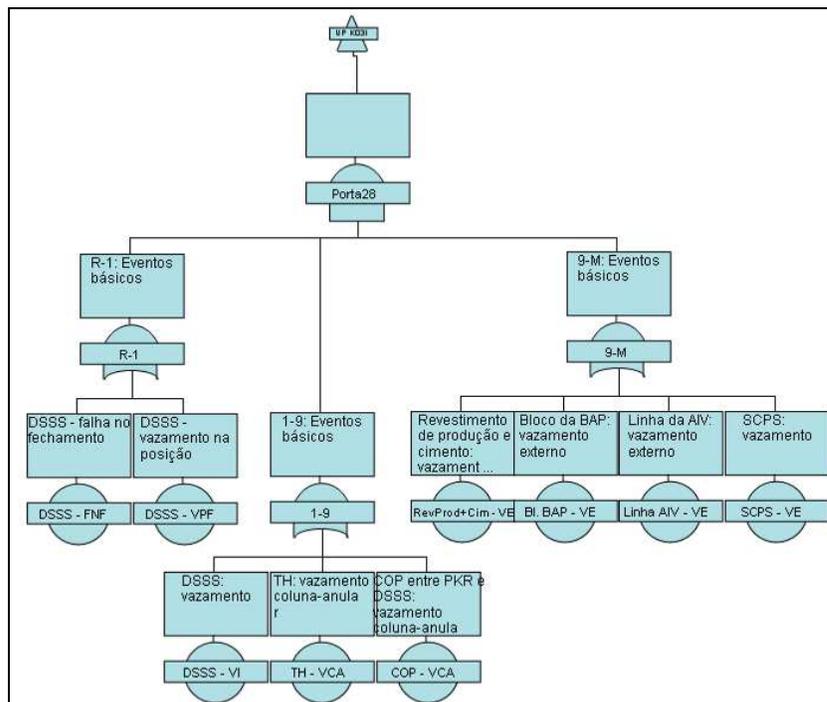


Figura D-3: AdF do Corte Mínimo K03={R-1;1-9;9-M}

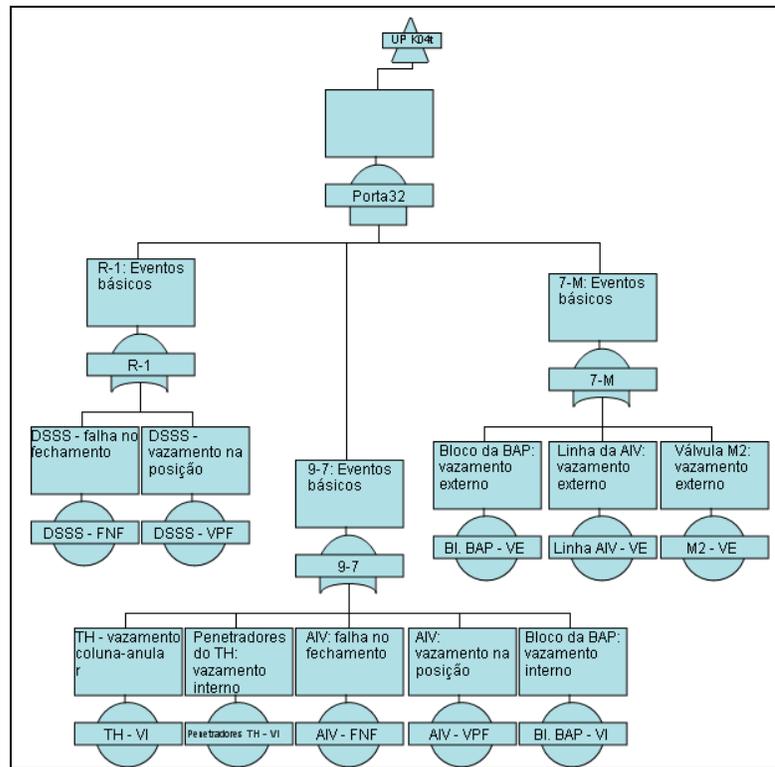


Figura D-4: AdF do Corte Mínimo K04={R-1;9-7;7-M}

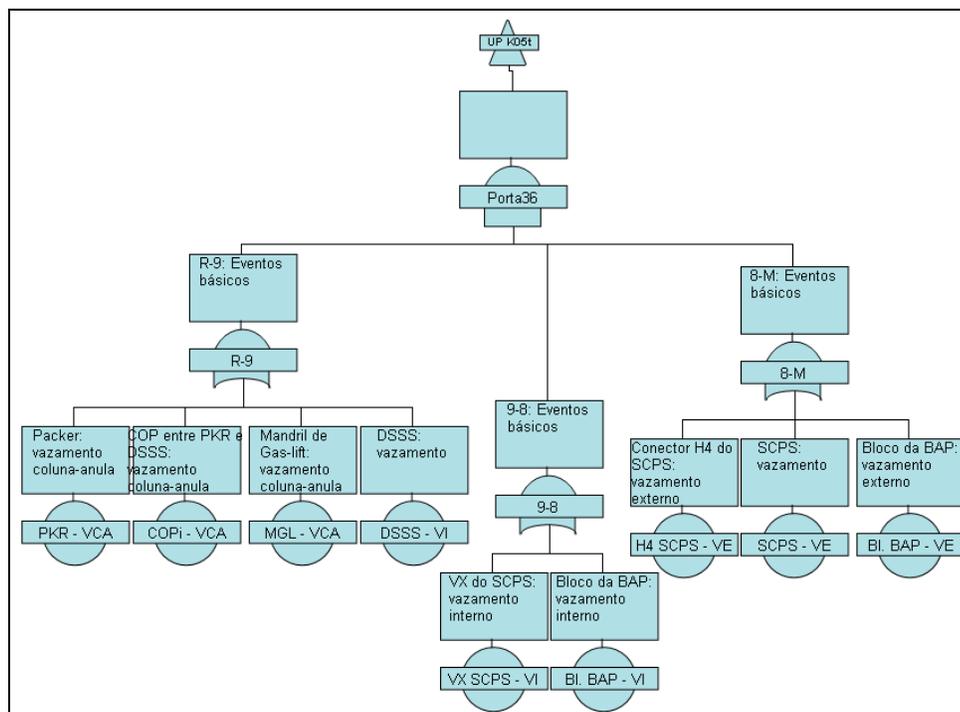


Figura D-5: AdF do Corte Mínimo K05={R-9;9-8;8-M}

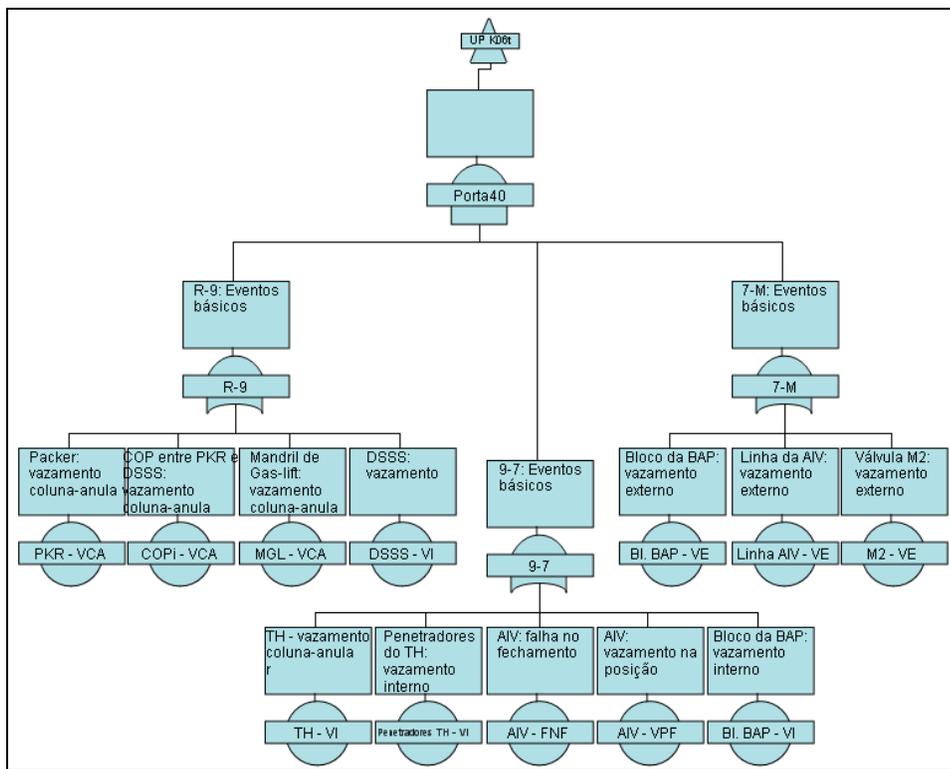


Figura D-6: AdF do Corte Mínimo K06={R-9;1-7;7-M}

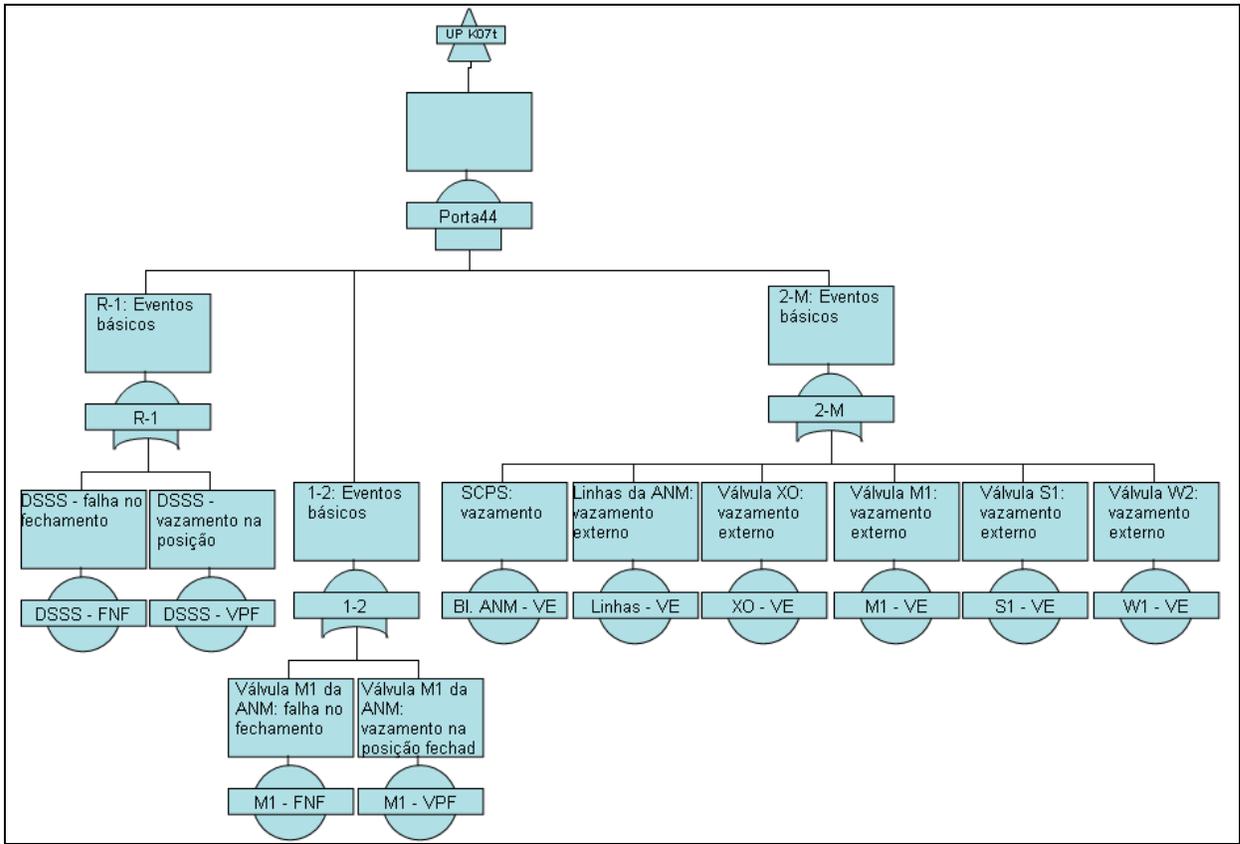


Figura D-7: AdF do Corte Mínimo K07={R-1;1-2;2-M}

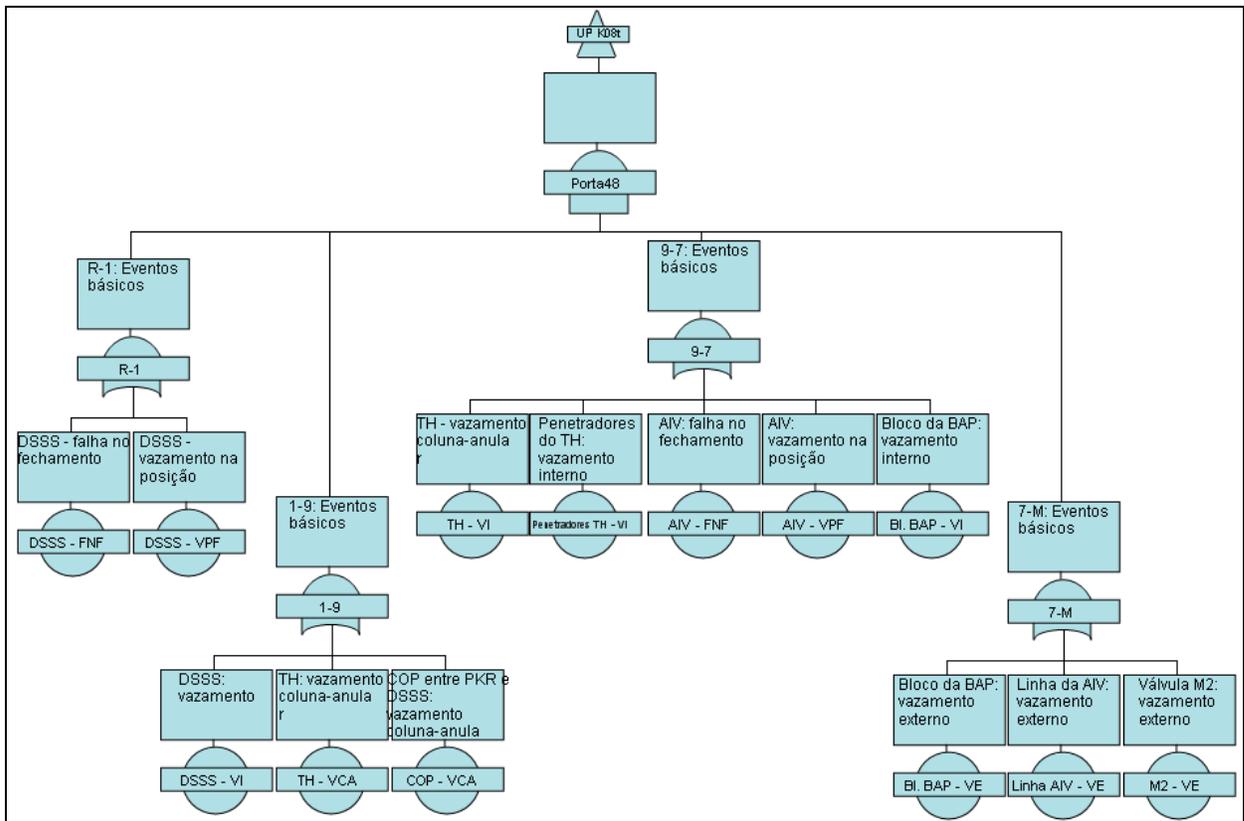


Figura D-8: AdF do Corte Mínimo K08={R-1;1-9;9-7;7-M}

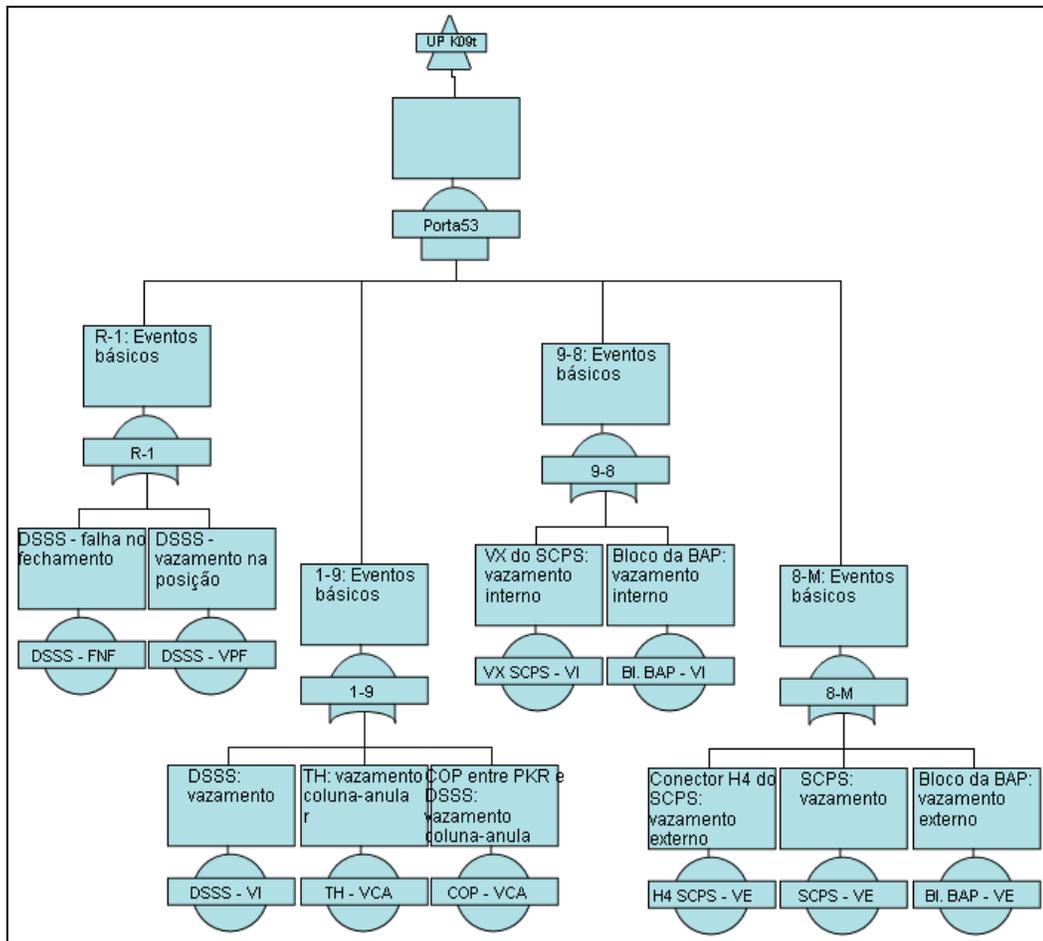


Figura D-9: AdF do Corte Mínimo K09={R-1;1-9;9-8;8-M}

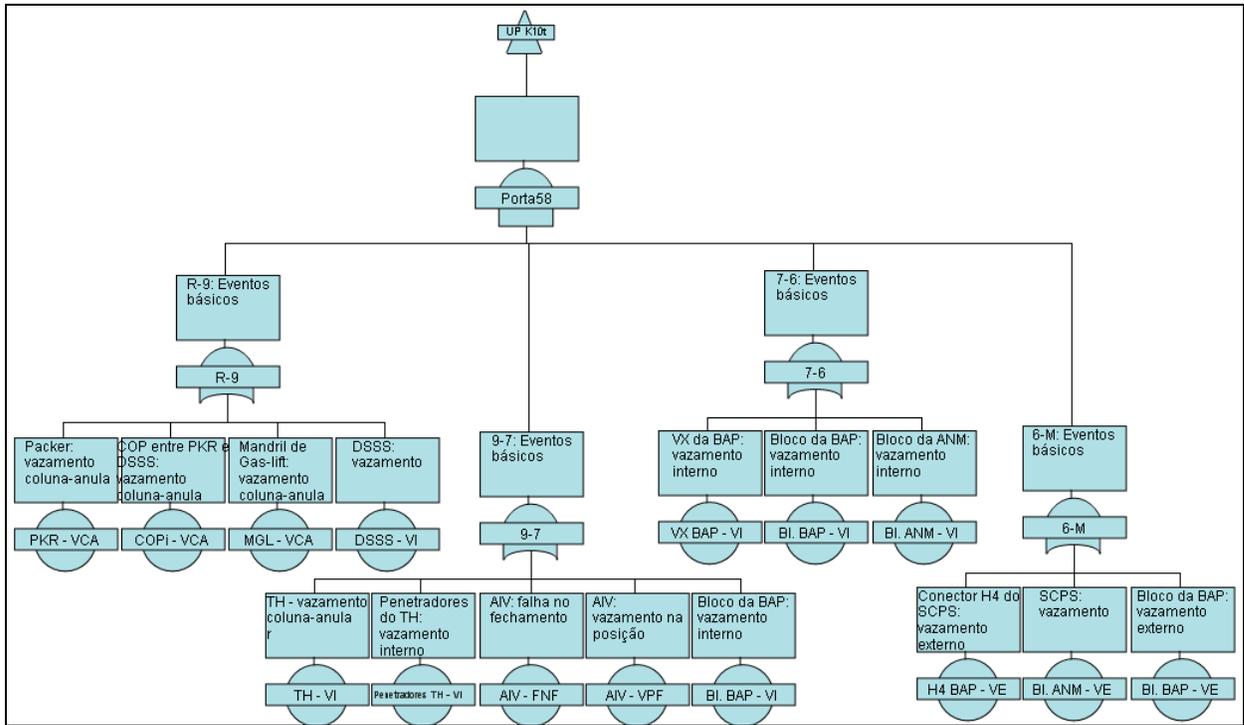


Figura D-10: AdF do Corte Mínimo K10={R-9;9-7;7-6;6-M}

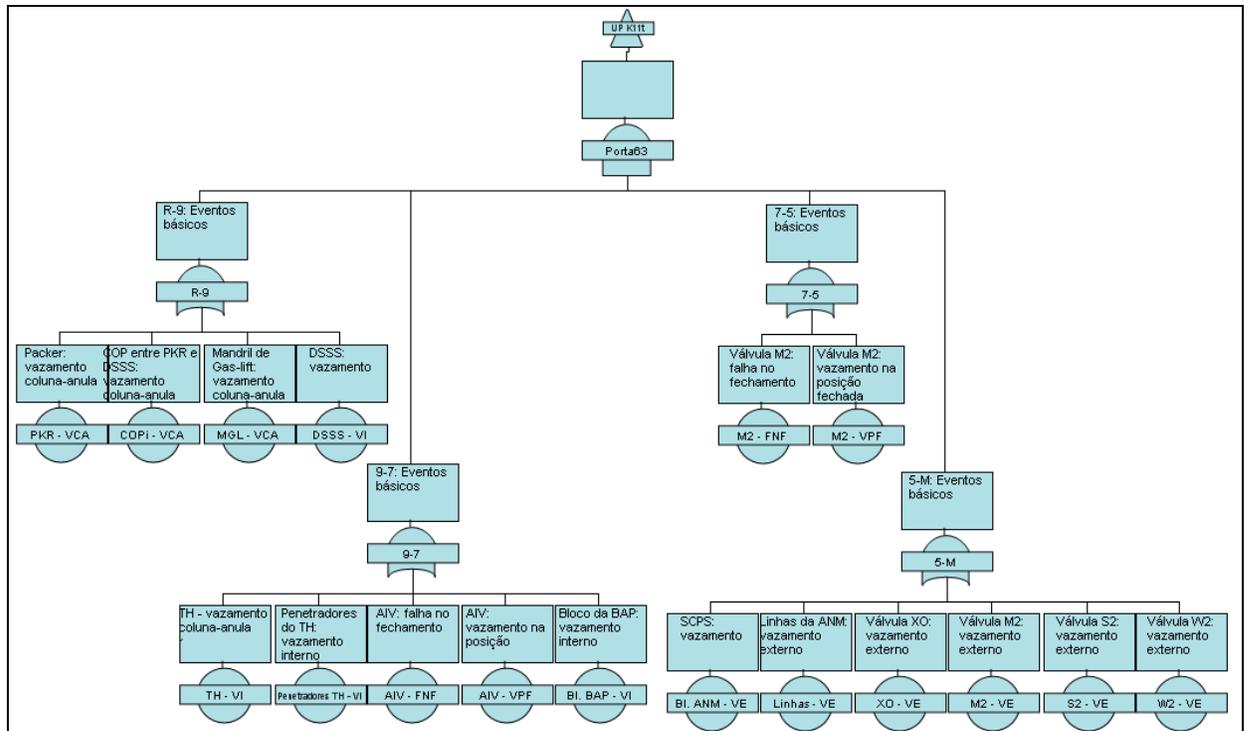


Figura D-11: AdF do Corte Mínimo K11={R-9;9-7;7-5;5-M}

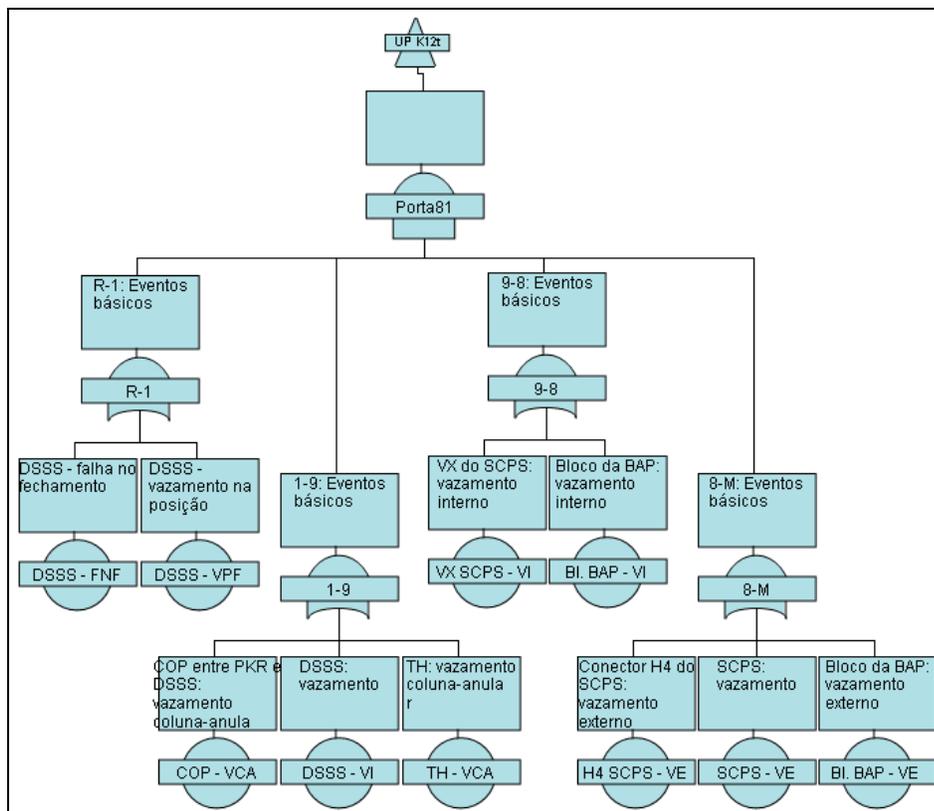


Figura D-12: AdF do Corte Mínimo K12={R-1;1-9;9-8;8-M}

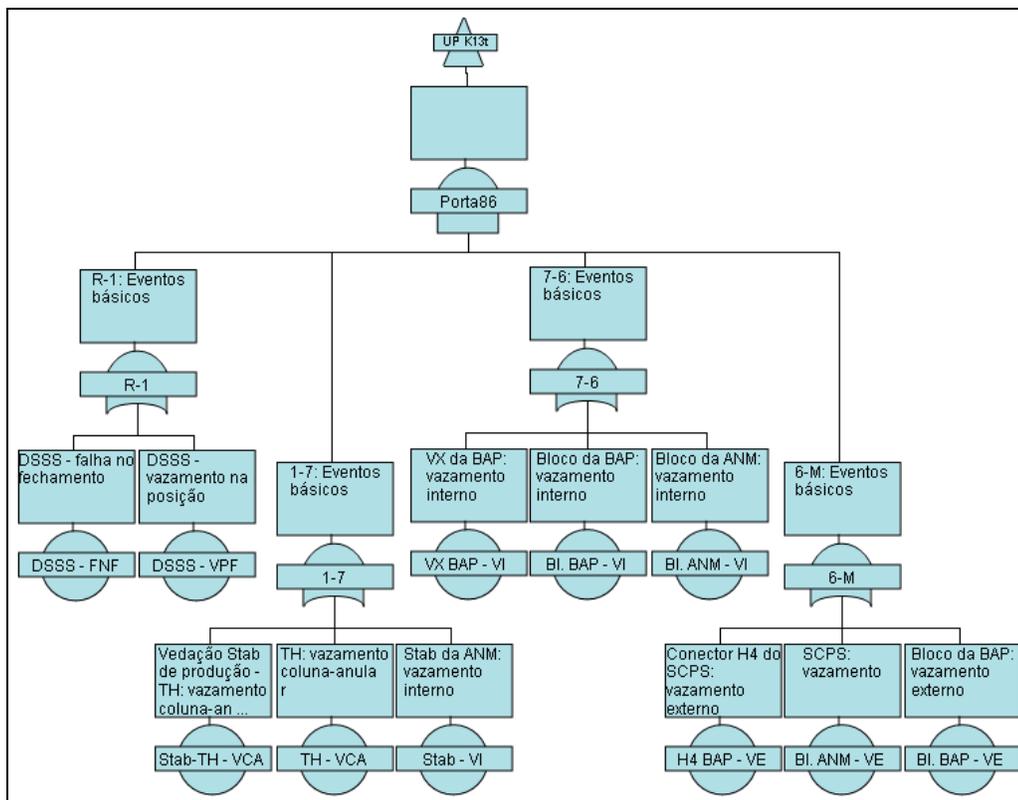


Figura D-13: AdF do Corte Mínimo K13={R-1;1-7;7-6;6-M}

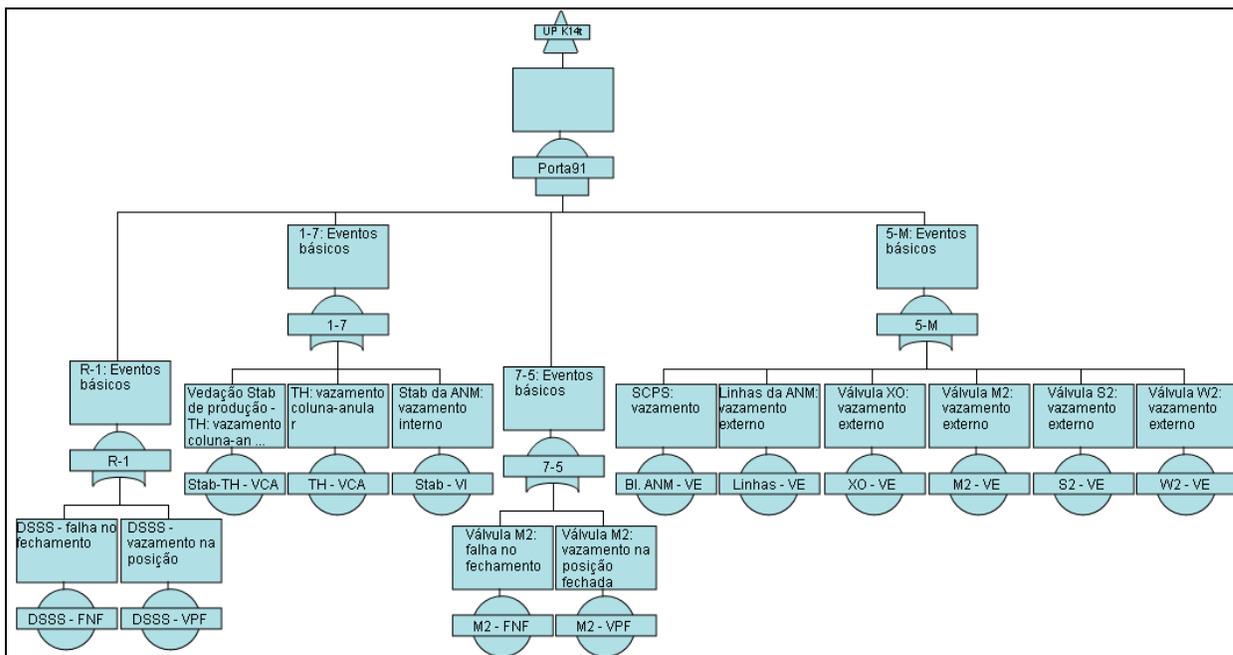


Figura D-14: AdF do Corte Mínimo K14={R-1;1-7;7-5;5-M}

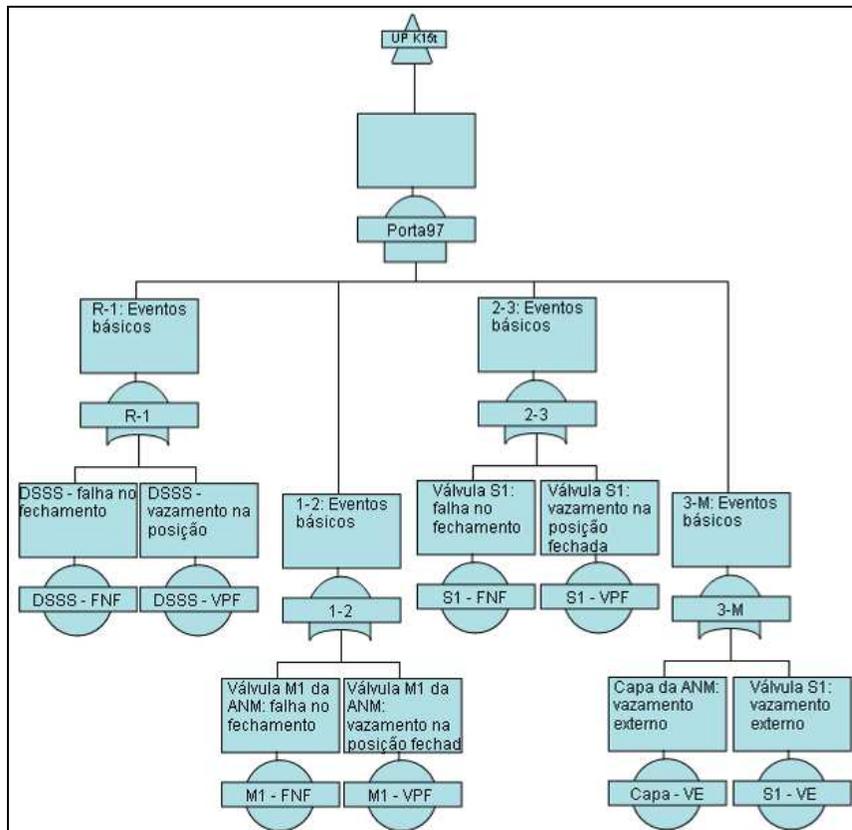


Figura D-15: AdF do Corte Mínimo K15={R-1;1-2;2-3;3-M}

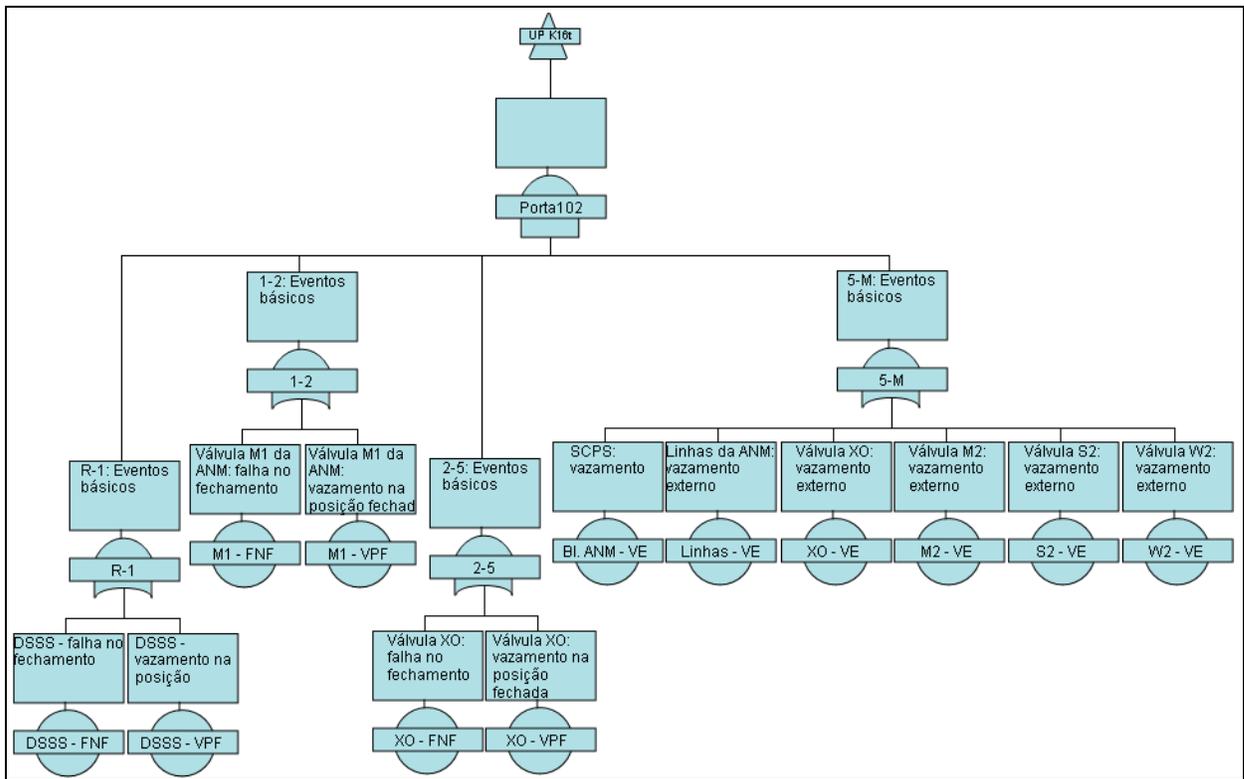


Figura D-16: AdF do Corte Mínimo K16={R-1;1-2;2-5;5-M}

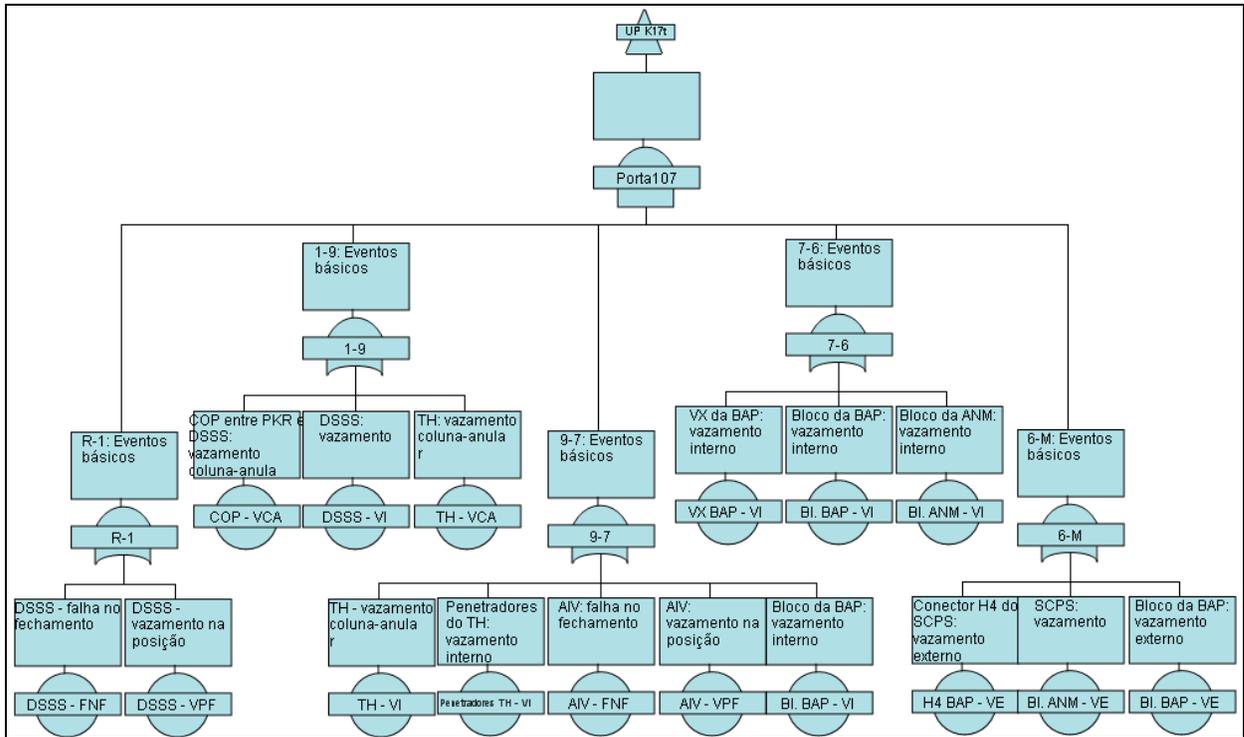


Figura D-17: AdF do Corte Mínimo K17={R-1;1-9;9-7;7-6;6-M}

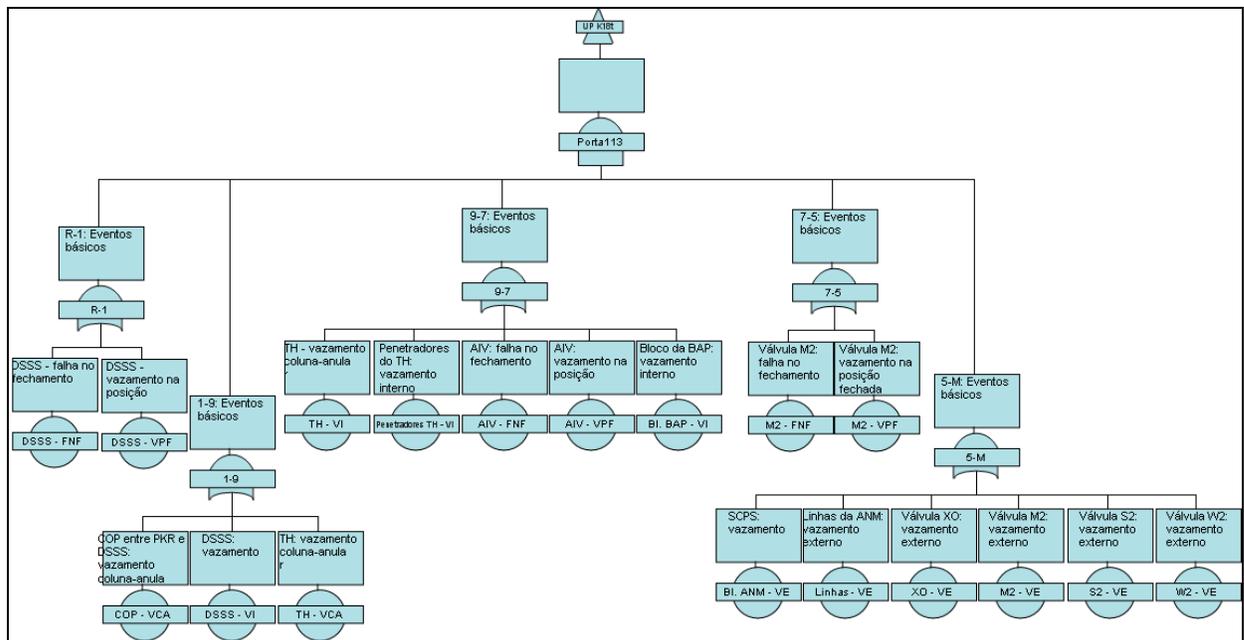


Figura D-18: AdF do Corte Mínimo K18={R-1;1-9;9-7;7-5;5-M}

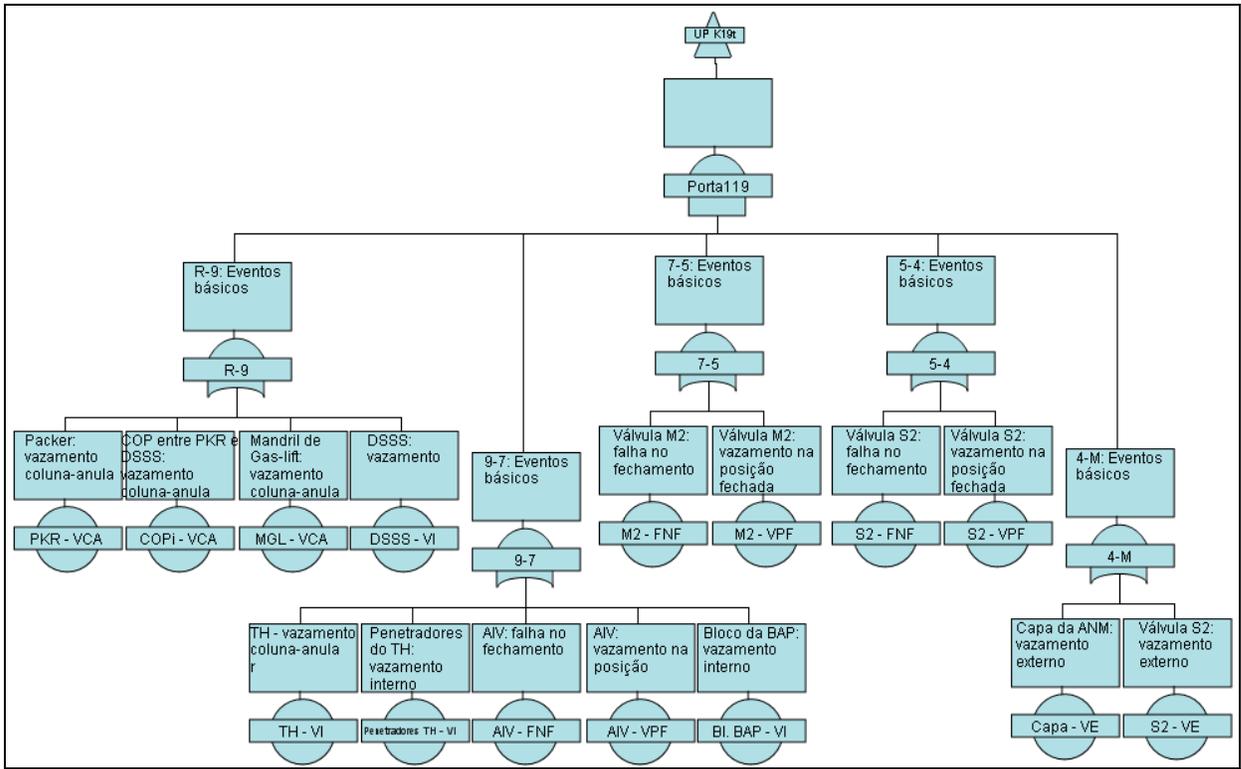


Figura D-19: AdF do Corte Mínimo K19={R-9;9-7;7-5;5-4;4-M}

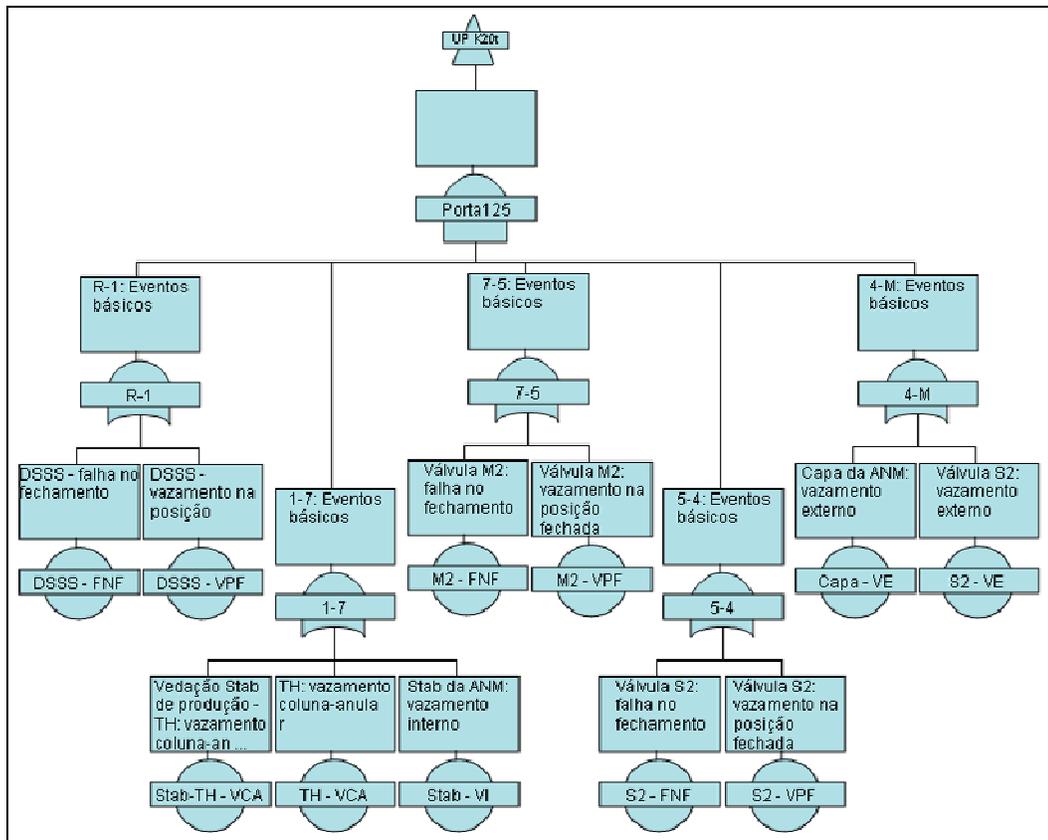


Figura D-20: AdF do Corte Mínimo K20={R-1;1-7;7-5;5-4;4-M}

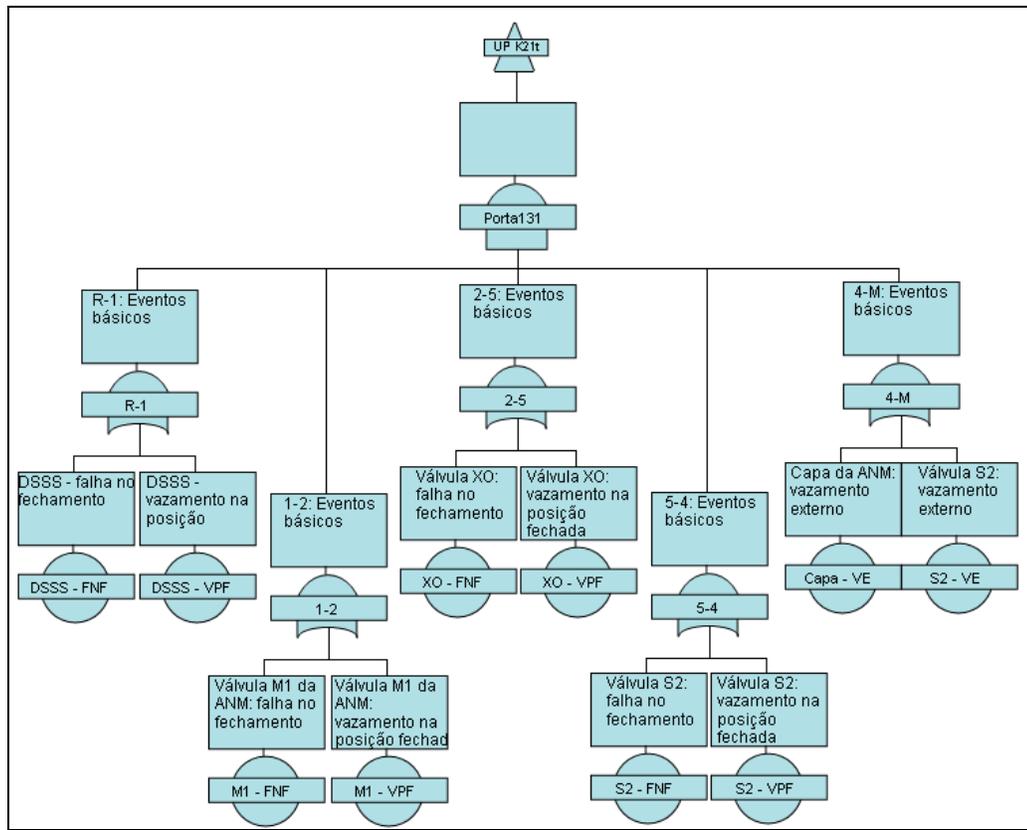


Figura D-21: AdF do Corte Mínimo  $K_{21} = \{R-1; 1-2; 2-5; 5-4; 4-M\}$

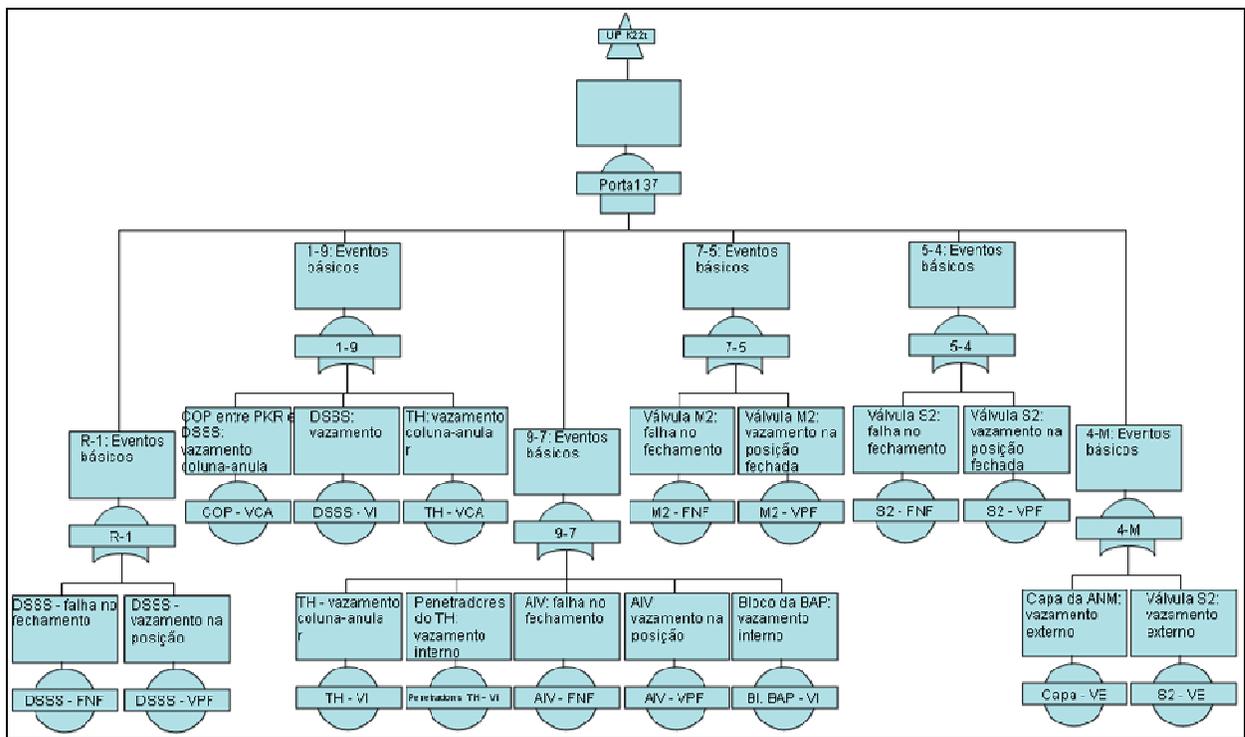


Figura D-22: AdF do Corte Mínimo K22={R-1;1-9;9-7;7-5;5-4;4-M}



## ANEXO E: GRAFOS DAS BARREIRAS E CSB

Nesta seção serão apresentados todos os grafos utilizados na metodologia proposta. Da Figura E-1 até a Figura E-7, a seguir, são apresentados os grafos do CSB-COP+DSSS. Da Figura E-8 até a Figura E-19 são apresentados os grafos do CSB-ANM.

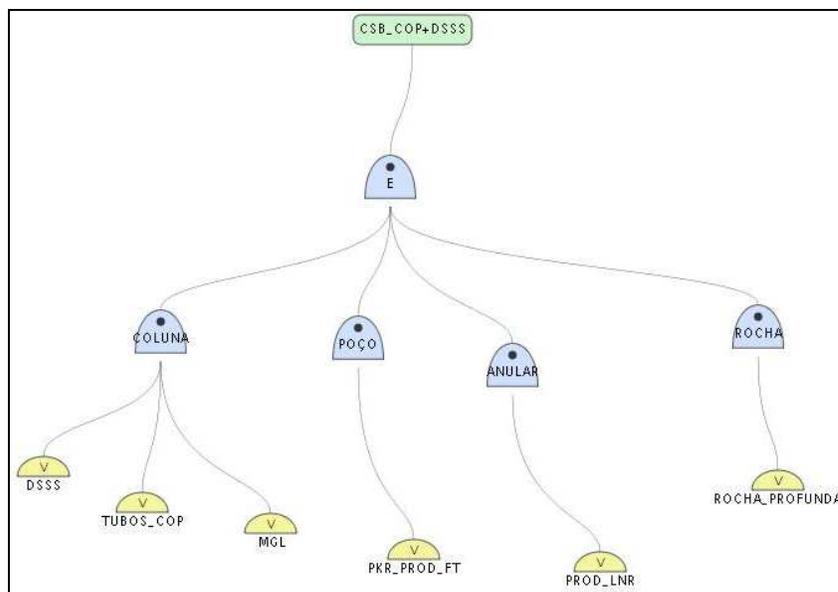


Figura E-1: Grafo do CSB-COP+DSSS

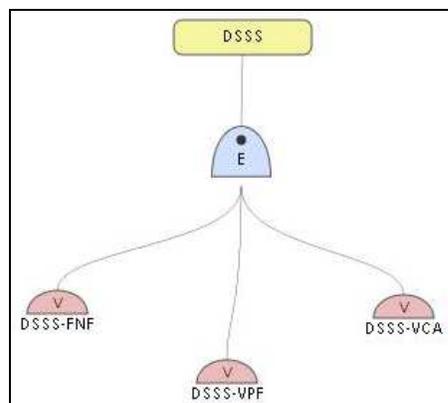


Figura E-2: Grafo da barreira “DSSS” (CSB-COP+DSSS)

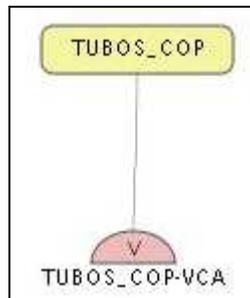


Figura E-3: Grafo da barreira “Tubos da COP” (CSB-COP+DSSS)

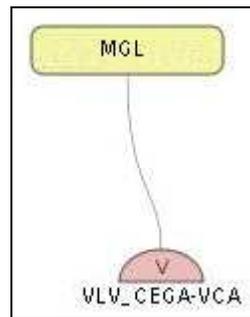


Figura E-4: Grafo da barreira “MGL” (CSB-COP+DSSS)

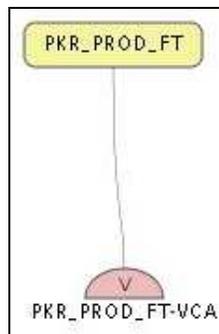


Figura E-5: Grafo da barreira “Obturador de Produção” (CSB-COP+DSSS)

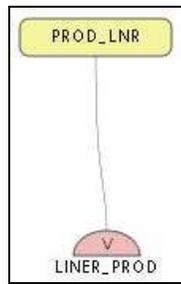


Figura E-6: Grafo da barreira “Liner de Produção” (CSB-COP+DSSS)

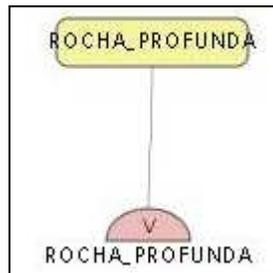


Figura E-7: Grafo da barreira “Rocha Profunda” (CSB-COP+DSSS)

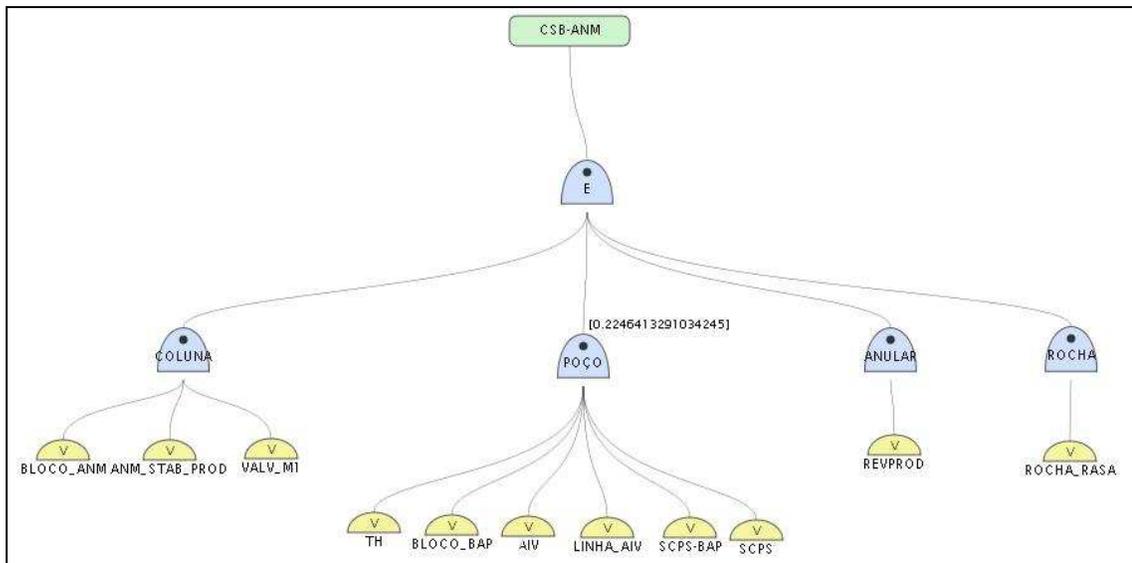


Figura E-8: Grafo do CSB-ANM

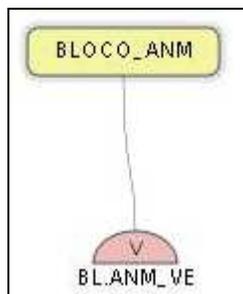


Figura E-9: Grafo da barreira “Bloco ANM” (CSB-ANM)

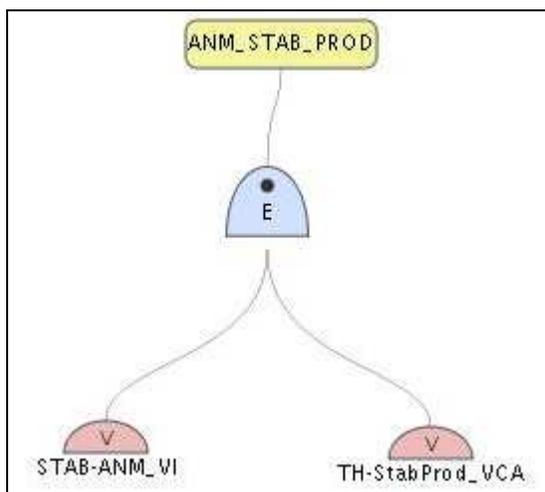


Figura E-10: Grafo da barreira “Stab de Produção da ANM” (CSB-ANM)

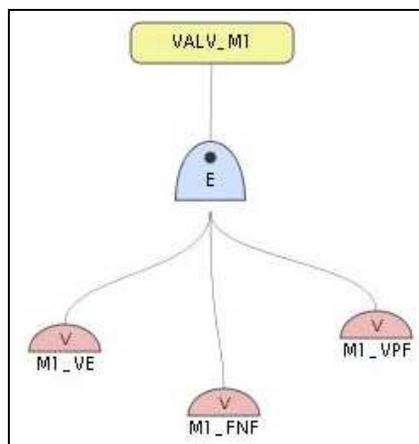


Figura E-11: Grafo da barreira “Válvula M1 da ANM” (CSB-ANM)

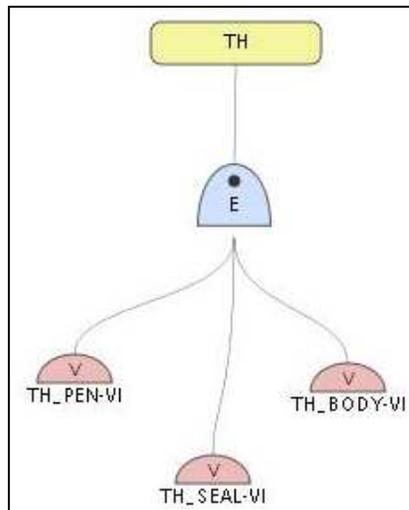


Figura E-12: Grafo da barreira “Suspensor de Coluna” (TH) (CSB-ANM)

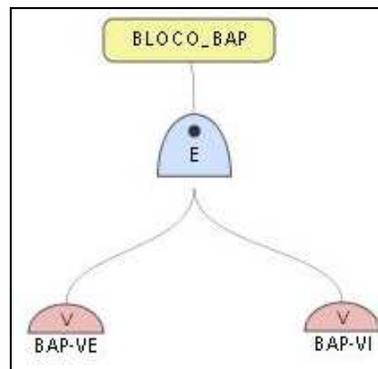


Figura E-13: Grafo da barreira “Bloco da BAP” (CSB-ANM)

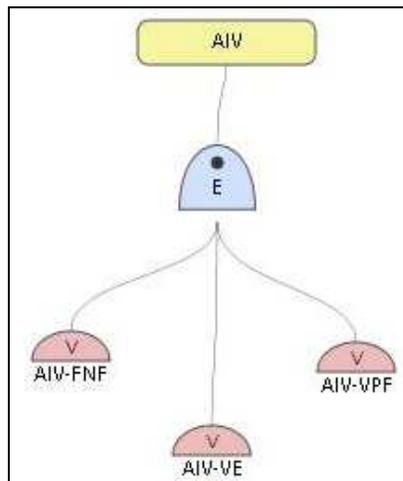


Figura E-14: Grafo da barreira “AIV” (CSB-ANM)

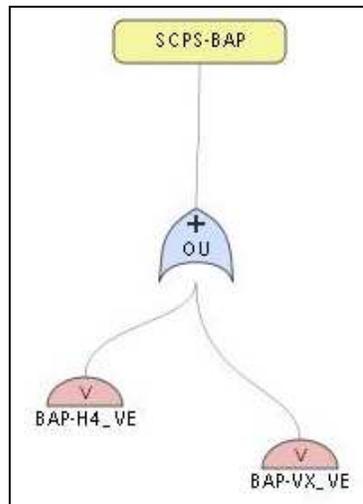


Figura E-15: Grafo da barreira “Conexão SCPS-BAP” (CSB-ANM)

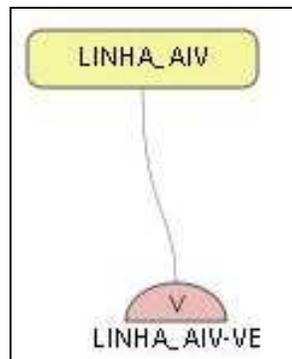


Figura E-16: Grafo da barreira “Linhas da AIV” (CSB-ANM)

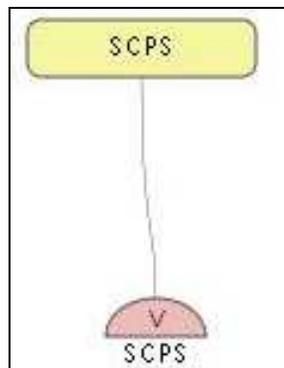


Figura E-17: Grafo da barreira “SCPS” (CSB-ANM)

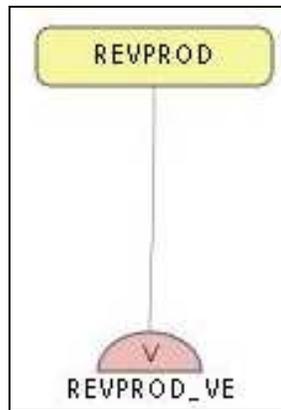


Figura E-18: Grafo da barreira “Revestimento de Produção Cimentado” (CSB-ANM)

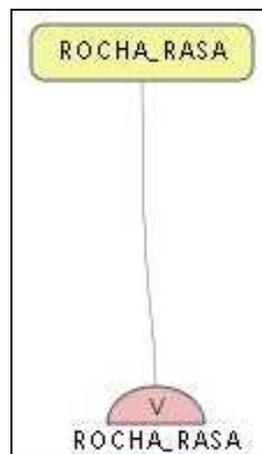


Figura E-19: Grafo da barreira “Rocha Rasa” (CSB-ANM)