



Mariana Heringer Bouças

**Confiabilidade de Sistemas de Barreiras de Segurança em
Poços de Petróleo pelo Método de Monte Carlo**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga
Coorientador: Prof. Wellington Campos

Rio de Janeiro
Abril de 2017



Mariana Heringer Bouças

**Confiabilidade de Sistemas de Barreiras de Segurança em
Poços de Petróleo pelo Método de Monte Carlo**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Wellington Campos

Coorientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Eduardo dos Santos Radespiel

PETROBRAS

Dr. Manoel Feliciano da Silva Jr.

PETROBRAS

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 10 de Abril de 2017

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Mariana Heringer Bouças

Graduou-se em Engenharia Química na Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), no Rio de Janeiro - RJ - Brasil, em 2013. Estagiou na Petrobrás no setor de “Gas & Energia” (2013) e trabalhou como Representante Técnica Offshore (2014/2015) na Nalco Champion.

Ficha Catalográfica

Bouças, Mariana Heringer

Confiabilidade de sistemas de barreiras de segurança em poços de petróleo pelo Método de Monte Carlo / Mariana Heringer Bouças ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga. – 2017.

v., 100 f. : il. color. ; 30 cm

1. Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2017.

2.

Inclui referências bibliográficas

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Integridade. 3. Poço. 4. Meio ambiente. 5. Confiabilidade das barreiras. 6. Análise quantitativa. 7. Método de Monte Carlo. I. Campos, Wellington. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. III. Título.

A minha mãe Eliane Heringer.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Arthur Braga, e ao meu coorientador, Wellington Campos, pela excelente orientação, disponibilidade, paciência e dedicação. Sem os ensinamentos e compartilhamentos de seu amplo conhecimento na área, não teria sido capaz de realizar essa dissertação.

Agradeço ao CNPq pela bolsa de estudos disponibilizada.

A minha mãe Eliane Heringer e ao meu padrasto José Carlos Vogt, que vivenciaram toda essa etapa de estudos com muita paciência e sempre me apoiando.

Ao Departamento de Mecânica da PUC-Rio que forneceu um excelente suporte, em todos os sentidos, durante esses dois anos de Mestrado.

Aos meus familiares, em especial as minhas tias Vania Heringer e Izali Heringer que sempre me apoiaram e acreditaram no meu potencial. A minha Vó Maria Isabel Heringer, uma das pessoas responsáveis pelo ser humano que me tornei, que desde o início acompanhou todas as etapas de perto. Aos meus tios, primos e queridas primas Isabella Heringer, Luciana Heringer e Evelynne Rieffel que com

seu amor e carinho me deram força para não desistir dos meus sonhos. Ao meu falecido pai, Carlos Eduardo Bouças que com certeza teria muito orgulho dessa minha grande conquista. Em especial aos meus falecidos, tio Mariozan Heringer e avô Milton Heringer, que sempre foram uma referência para mim.

A todos os amigos que estiveram presentes durante esse longo período, cada um contribuindo de forma especial para a realização desse projeto. Em especial as minhas amigas da PUC de Engenharia Química: Dalila Gomes, Samara Amorim, Glaucia Silva e Thayná Carneiro, amizades feitas durante a graduação que levarei para toda a vida. Aos meus amigos de Engenharia: André Monstavicius, Adriana Van der Van e Karen Filippo que sempre torceram pelo meu sucesso. As minhas irmãs do coração Joyce Taam, Maitê Taam e Carolina Thibau que me acompanham desde pequena e que sempre me apoiaram.

As minhas queridas amigas Renata Coelho e Ana Valéria Vellasco, pessoas de extrema importância em minha vida e que foram essenciais para a realização desse sonho.

E por fim e não menos importante, aos meus amigos do Mestrado: Victoria Cheade, Vitor Antoniazzi, Gabriel Serrao Seabra, Andres Rodríguez e Martha Salles pelo apoio, amizade e companheirismo, tornando os dias de estudo mais leves e agradáveis.

Resumo

Bouças, Mariana Heringer; Braga, Arthur Martins Barbosa; Campos, Wellington. **Confiabilidade de Sistemas de Barreiras de Segurança em Poços de Petróleo pelo Método de Monte Carlo**. Rio de Janeiro, 2017. 100p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

No projeto de um poço de petróleo três princípios devem ser seguidos: segurança, produtividade e proteção ambiental. Durante toda a vida de um poço deverá haver equipamentos que permitam a realização das operações com segurança. A integridade de um poço de petróleo é fundamental para garantir tal segurança. Os elementos de barreira de segurança são a base da gestão da integridade e por isso precisam estar adequadas e funcionando perfeitamente. Integridade é a contenção dos fluidos do poço, prevenindo derramamentos de hidrocarbonetos para o ambiente externo e entre zonas produtoras. A indústria do petróleo já enfrentou diversos acidentes ao longo de sua história (ex.: Campos de Montara, Macondo, Campo de Frade) e tais fatos trágicos demonstram o potencial de periculosidade que a indústria de Óleo e Gás pode ter. Milhões de dólares são perdidos a cada ano devido à manutenção ineficaz e *shut-ins* não programados de poços. O gasto é elevado, mas possíveis ameaças ao meio ambiente e perigos à vida humana devem ser a principal prioridade. Por isso é cada vez maior a preocupação e foco na integridade do poço. Neste trabalho é apresentada uma metodologia de verificação da confiabilidade de um sistema de barreiras em poços de petróleo, proporcionando um método capaz de comparar diferentes configurações de poços submarinos, através de simulações, utilizando o Método de Monte Carlo. A fim de verificar a importância de alguns desses elementos de barreira do sistema, foram feitos alguns estudos individuais variando as taxas de falha do elemento estudado em questão, mantendo as demais taxas inalteradas. No final foi feita uma comparação desses resultados observando quais delas precisavam ser ainda mais confiáveis.

Palavras chave

Integridade; Poço; Meio Ambiente; Confiabilidade das Barreiras; Análise Quantitativa; Método de Monte Carlo.

Abstract

Bouças, Mariana Heringer; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor); Campos, Wellington (CoAdvisor). **Reliability of Safety Barrier Systems in Oil Wells by the Monte Carlo's Method**. Rio de Janeiro, 2017. 100p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

There are three principles that must be followed in the design of oil wells: safety, productivity and environmental protection. Throughout the well's life there must be equipments that allow the operations to be carried out safely. The integrity of an oil well is critical to ensure such safety. Safety barrier elements are the basis of integrity management and therefore need to be suitable and work properly. Integrity is the containment of the well fluids, preventing hydrocarbons spills to the environment and between producing zones. The oil industry has faced several accidents throughout its history (eg Montara's field, Macondo's field, Frade's field) and such tragic events demonstrate the hazardous potential that the Oil and Gas industry may have. Millions of dollars are lost each year due to inefficient maintenance and unscheduled well shut-ins. Costs are very high, but possible threats to the environment and hazards to human life should be the top priority. This is why there is a growing concern and focus on the well's integrity. This work presents a methodology to verify the reliability of a barrier system in oil wells, providing a method able to compare different configurations of subsea wells, through simulations, using Monte Carlo Method. In order to verify the importance of some of these barrier elements in the system, some studies were conducted varying the failure rates of the studied element in question, leaving the other rates unchanged. In the end, a comparison of these results was made, observing which ones need to be even more reliable.

Keywords

Integrity; Well; Environment; Reliability Barriers; Quantitative Analysis; Monte Carlo's Method.

Sumário

1 Introdução	19
1.1. Motivação	19
1.2. Objetivo	21
1.3. Contextualização	21
1.4. Organização da Dissertação	22
2 Revisão bibliográfica	24
3 Sistemas de Controle e Segurança	48
3.1. Sistema de Controle DSSS ou DHSV	48
3.2. Barreiras de Segurança	48
3.3. Diagrama de Barreiras	52
4 Engenharia da Confiabilidade	53
4.1. Definição	53
4.2. Conceito de Falha	54
4.3. Análise de Confiabilidade	56
4.4. Cálculo de Probabilidade	58
4.5. Taxa de Falha	60
4.6. Distribuição de Poisson	61
4.7. Método de Monte Carlo (MMC)	62
4.8. Método de Monte Carlo e Análise de Risco	63
5 Metodologia	64
5.1. Configurações Estudadas	65
5.2. Simulador criado	74
5.3. Dados utilizados	74
6 Análise de Resultados	75
6.1. Caso 1: Variando taxa de falha do <i>Packer</i> de Produção (taxa 1)	77

6.2. Caso 2: Variando taxa de falha do <i>TSR</i> (taxa 3)	78
6.3. Caso 3: Variando taxa de falha do Revestimento - <i>Casing</i> (taxa 5)	79
6.4. Caso 4: Variando taxa de falha da <i>DHSV</i> (taxa 6)	81
6.5. Caso 5: Variando taxa de falha do <i>Pack off</i> (taxa 7)	82
6.6. Caso 6: Variando taxa de falha do <i>Tubing Hanger</i> (taxa 8)	83
6.7. Caso 7: Variando taxa de falha da <i>Master Valve</i> (taxa 9)	85
6.8. Discretização	86
 7 Conclusão	 90
 8 Referências bibliográficas	 91

Lista de figuras

Figura 1. Poços, produtores, injetores e totais, relatados com falha de integridade, problemas ou incertezas, na pesquisa (Vignes, 2008).....	26
Figura 2. Número de poços com falha de integridade, problemas ou incertezas e categoria da falha do elemento de barreira (Vignes, 2008).....	27
Figura 3. Idade e categoria da falha do elemento de barreira (Vignes, 2008).....	27
Figura 4. Questões de melhoria (A-L) e o número de empresas (Vignes, 2008)...	28
Figura 5. Sistema de barreiras (KES, 2014).....	29
Figura 6. Elementos de barreira para produção (Norsok, 2004).....	30
Figura 7. Dois elementos de barreira por caminho (Fonseca, 2012).....	30
Figura 8. Atalhos de vazamentos (Fonseca, 2012).....	31
Figura 9. Dois Conjuntos Solidários de Barreiras no poço (Fonseca, 2012).....	31
Figura 10. Caminhos para a avaliação da integridade de poço com elementos de barreira e dois conjuntos de barreiras integradas (BIS) (Mendes, 2016).....	35
Figura 11. Gráfico de BIS primária para produção de poço submarino (Mendes, 2016).....	36
Figura 12. Fluido de perfuração como elemento de barreira primária (KES, 2014).....	50
Figura 13. Perda do elemento de barreira primária (Alves, 2012).....	51
Figura 14. Esquema de elementos de barreira de segurança (Rausand, 2011).....	52
Figura 15. Exemplo de um Diagrama de Poço.....	52
Figura 16. Taxa de falha variável do elemento em $f(t)$ (Fonseca, 2012).....	60
Figura 17. Taxa de falha constante do elemento em função do tempo.....	61
Figura 18. Gráficos da taxa de falha, constante e variável, em função do tempo.....	65
Figura 19. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para um elemento, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	66
Figura 20. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para um elemento, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	66
Figura 21. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para dois elementos em paralelo, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	68
Figura 22. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para dois elementos em paralelo, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	68

Figura 23. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para dois elementos em série, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	70
Figura 24. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para dois elementos em série, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	70
Figura 25. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para três elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	71
Figura 26. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para três elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	72
Figura 27. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para cinco elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	72
Figura 28. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para cinco elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.....	73
Figura 29. Valores do MTTF para os cinco casos estudados.....	73
Figura 30. Diagrama de barreiras utilizado para o sistema, com os elementos de barreira devidamente identificados.....	75
Figura 31. Diferentes caminhos estudados que compõem o sistema de barreiras.....	76
Figura 32. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{PACKER} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	77
Figura 33. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{PACKER} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	77
Figura 34. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{TSR} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	78
Figura 35. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{TSR} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	79
Figura 36. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a $\lambda_{REVESTIMENTO}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.....	80
Figura 37. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a $\lambda_{REVESTIMENTO}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.....	80
Figura 38. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{DHSV} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	81
Figura 39. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{DHSV} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	81

Figura 40. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{PACK_OFF} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	82
Figura 41. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{PACK_OFF} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	83
Figura 42. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{TUBING_HANGER} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	84
Figura 43. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{TUBING_HANGER} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	84
Figura 44. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{MASTER_VALVE} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	85
Figura 45. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{MASTER_VALVE} nos anos 1, 2, 3 e 5.....	85
Figura 46. Influência dos elementos de barreira no sistema estudado.....	86
Figura 47. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha para a <i>DHSV</i> nos anos 1, 2, 3 e 5 (MESES).....	87
Figura 48. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha para a <i>DHSV</i> nos anos 1, 2, 3 e 5 (DIAS).....	88
Figura 49. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF para a <i>DHSV</i> nos anos 1, 2, 3 e 5 (MESES).....	88
Figura 50. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF para a <i>DHSV</i> nos anos 1, 2, 3 e 5 (DIAS).....	89

Lista de tabelas

Tabela 1. Impacto da integridade de poço (A, B, C) para poços produtores e injetores (Vignes, 2008).....	26
Tabela 2. Matriz de Risco (Dethlefs, 2012).....	33
Tabela 3. Elementos de barreira e dados de confiabilidade com o tempo de missão de 27 anos (Mendes, 2016).....	38
Tabela 4. Resultados obtidos através da metodologia proposta para 27 anos de missão (Mendes, 2016).....	38
Tabela 5. Resultados obtidos através da metodologia proposta, considerando elementos de barreira alternativos (<i>backup</i>) e 27 anos de missão (Mendes, 2016).....	38
Tabela 6. Percentagem de poços com problemas em um único elemento de barreira em ambiente offshore (E. King, 2013).....	42
Tabela 7. Modo de falha da coluna de produção - <i>tubing</i> (E. King, 2013).....	42
Tabela 8. Problema de Integridade de Poço (E. King, 2013).....	42
Tabela 9. Tempo de serviço da coluna de produção por tipo de poço (E. King, 2013).....	43
Tabela 10. Estimativas de falha de elementos e sistemas de barreira em poços offshore (E. King, 2013).....	44
Tabela 11. Probabilidades de vazamento (Munday, 2006).....	47
Tabela 12. Dados de Risco (Munday, 2006).....	47
Tabela 13. Definições do conceito de barreira (Alves, 2012).....	49
Tabela 14. Tabela de Caracterização de Risco (Bellarby, 2009).....	63
Tabela 15. Probabilidade de Falha e MTTF para um elemento.....	65
Tabela 16. Probabilidade de Falha e MTTF para dois elementos em paralelo.....	67
Tabela 17. Probabilidade de Falha e MTTF para dois elementos em série.....	69
Tabela 18. Probabilidade de Falha e MTTF para três elementos.....	71
Tabela 19. Probabilidade de Falha e MTTF para cinco elementos.....	72
Tabela 20. Taxas de falha utilizadas para os elementos de barreira do sistema...	74
Tabela 21. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do <i>Packer</i> ...	77
Tabela 22. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do <i>TSR</i>	78

Tabela 23. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do Revestimento.....	79
Tabela 24. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha da <i>DHSV</i> ..	81
Tabela 25. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do <i>Pack off</i>	82
Tabela 26. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do <i>Tubing Hanger</i>	83
Tabela 27. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha da <i>Master Valve</i>	85
Tabela 28. Probabilidade de Falha e MTTF para a DHSV (MESES).....	87
Tabela 29. Probabilidade de Falha e MTTF para a DHSV (DIAS).....	87

Abreviações

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ALARP - *As Low As Reasonably Practicable* (tão baixo quanto razoavelmente praticável)

ANM - Árvore de Natal Molhada

ANP - Agência Nacional do Petróleo

ASV - *Annular Safety Valve* (Válvula de Segurança do Anular)

BIS - *Barriers Integrated Sets* (Conjunto de Barreiras Integradas)

BOP - *Blowout Preventer*

CFR - *Constant Failure Rate* (Taxa de Falha Constante)

CSB - Conjunto Solidário de Barreira

DD - *Dangerous Detected* (Perigosa e Detectada)

DHSV - *Down Hole Safety Valve*

DSSS - Dispositivo de Segurança de Subsuperfície

DU - *Dangerous Undetected* (Perigosa e Não-Detectada)

FTA - *Fault Tree Analysis* (Análise da Árvore de Falhas)

GLV - *Gas Lift Valve*

ISO - *International Organization for Standardization*

LMV - *Lower Master Valve*

MMC - Método de Monte Carlo

MTBF - *Mean Time Between Failures* (Tempo Médio entre Falhas)

MTTF - *Mean Time To Failure* (Tempo Médio até a Falha)

MV - *Master Valve*

NCS - *Norwegian Continental Shelf* (Plataforma Continental Norueguesa)

OGP - *International Association of Oil & Gas Producers*

OREDA - *Offshore and Onshore Reliability Data* (Banco de Dados de Confiabilidade Onshore e Offshore)

PC - *Production Casing* (Revestimento de Produção)

PMV - *Production Master Valve*

PSA - *Petroleum Safety Authority*

QRA - *Quantitative Risk Assessment* (Análise de Risco Quantitativa)

RA - *Risk Assessment* (Análise de Risco)

SINTEF - Sindicato dos Trabalhadores em Educação das Instituições Federais

SCSSV - *Surface Controlled Subsurface Safety Valve*

SSSV - *Subsurface Safety Valve* (Válvula de Segurança de Subsuperfície)

SWRP - *Subsea Well Response Project*

TBG - *Tubing* (Coluna de Produção)

TH - *Tubing Hanger*

TRSV - *Tubing Retrievable Safety Valve*

TSR - *Tubing Seal Receptable* (Junta Telescópica)

WCT - *Wet Christmas Tree* (Árvore de Natal Molhada)

WI - *Well Integrity* (Integridade de Poço)

WIMS - *Well Integrity Management System* (Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poço)

Nomenclaturas

λ - taxa de falha

t - tempo de missão

R(t) - função de confiabilidade

q (t) - probabilidade

P(x) - probabilidade

F(t) - probabilidade

P(E) - probabilidade

π - P_i

τ - intervalo de inspeção

\emptyset - evento impossível

E - evento aleatório

E^c - evento complementar

P(V) - probabilidade de ocorrência

V - vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho

V^c - não vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho

P(V^c) - probabilidade não de ocorrência

t_i - cada subintervalo de tempo

F_i - proporção de componentes que falharam até t_i

R_i - Confiabilidade

N - n° de componentes

f_i - proporção de componentes que falhou em cada intervalo t_i

λ_i - taxa de falha de um componente em um instante t_i

λ - número real, igual ao número esperado de ocorrências que ocorrem num dado intervalo de tempo (Distribuição de Poisson)

k - número inteiro não negativo, igual ao número de ocorrências

e - base do logaritmo natural ($e = 2,71828...$)

$k!$ - fatorial de k

1

Introdução

1.1. Motivação

O projeto de um poço de petróleo apresenta três princípios importantes que devem ser seguidos: segurança, produtividade e proteção ambiental. Durante toda a vida de um poço, desde a perfuração até o abandono, deverá haver equipamentos de superfície e sub-superfície capazes de permitir a realização das operações com segurança.

Alguns acidentes sérios foram causados pelo descontrole e perda de integridade em poços de petróleo, dentre eles, o do campo de “*Ekofisk Bravo*” (Noruega) da *Phillips Petroleum’s Company* em 1977; o do campo de “*Snorre*” (Noruega) da *Statoil* em 2004; o do campo de “*Montara*” (Austrália) da *Norwegian-Bermudan Seadrill* em 2009; o do campo de “*Macondo*” (Golfo do México) da *British Petroleum* em 2010 e o do campo de “*Frade*” (Bacia de Campos) da *Chevron* em 2011. Tais fatos trágicos obrigaram as instituições reguladoras, sociedades normativas e operadoras a rediscutirem seus padrões de segurança. Além disso, demonstram o potencial de periculosidade que a indústria de Óleo e Gás pode ter.

Em resposta aos eventos nos Campos de “*Montara*” e “*Macondo*”, citados acima, foi publicada em março de 2011 pela ISO (*International Organization for Standardization*), a proposta de elaboração e revisão de diversas normas, destacando a ISO/TS 16530-2 (2013) intitulada “*Well integrity for the operational phase*” (Integridade de poço na fase operacional). Além disso, houve a criação do projeto SWRP (*Subsea Well Response Project*), recomendado pela OGP (*International Association of Oil & Gas Producers*), que visa melhorar a habilidade da indústria em responder rapidamente aos incidentes de descontrole de poço e minimizar os impactos ao meio ambiente. (Alves, 2012)

As previsões de produção de um campo de petróleo devem levar em consideração vários fatores, como incertezas geológicas, econômicas, estratégias

de produção, incertezas no modelo de reservatório e da confiabilidade dos sistemas de produção, entre outros. Carvalho (2011) verificou a importância e a influência da análise da confiabilidade dos sistemas de produção, integrada com a simulação do reservatório, a fim de verificar o impacto sobre a produção de óleo e sobre o valor líquido presente.

Em casos de baixa frequência esperada de um evento indesejado, a magnitude do risco envolvido pode ser prevista por modelagem matemática. Nesse contexto as avaliações de risco são muito importantes. O conceito clássico de risco é a combinação da probabilidade de ocorrência de um evento e a severidade deste. Sendo assim, as abordagens probabilísticas da disponibilidade de componentes e equipamentos (aspectos de confiabilidade) são de grande relevância. (Alves, 2012)

As metodologias de cálculo de sistemas podem ser classificadas como métodos combinatórios (ex.: Árvore de falhas), processos estocásticos (ex.: Markov), e simulações (ex.: Método de Monte Carlo).

Este trabalho tem uma grande importância no ramo da indústria, uma vez que apresenta uma metodologia de verificação da confiabilidade de um sistema de barreiras em poços de petróleo, proporcionando um método capaz de comparar diferentes configurações de poço submarino, através de simulações, utilizando o Método de Monte Carlo. Vamos calcular a confiabilidade de barreiras de segurança como um sistema, e, não, simplesmente, individualmente. Serão analisadas as possibilidades e caminhos que o petróleo poderia percorrer em caso de falha dos elementos de barreira em questão. Dessa forma, podemos ter uma ideia mais real e confiável da probabilidade do sistema de barreiras de um poço falhar até ocorrer um acidente. A análise feita individualmente para cada elemento de barreira não nos permite ter essa noção. O Método de Monte Carlo será utilizado para simular essas situações, efetuando e analisando a probabilidade das falhas, considerando um sistema específico desejado.

1.2. Objetivo

Esta dissertação tem como objetivo aplicar o Método de Monte Carlo para calcular a confiabilidade de um poço de petróleo, como um todo, em função da configuração e da confiabilidade de cada elemento de barreira de segurança.

1.3. Contextualização

A integridade de um poço de petróleo é a capacidade do sistema de conter os fluidos do poço, evitando vazamentos para o meio externo e entre zonas produtoras. Para isso, utilizam-se equipamentos que são a base da gestão dessa integridade e que garantam uma “vedação” mecânica íntegra para o petróleo ou seu fluxo: as barreiras de segurança. Qualquer desvio deste estado é um problema menor ou maior de integridade. Qualquer fator que leve a uma falha funcional é uma perda de integridade do poço.

A Norsok D-010 (2004) define integridade do poço como: *"Aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais para reduzir o risco da liberação descontrolada de fluidos de formação durante todo o ciclo de vida de um poço"*.

A preocupação com a integridade em todas as fases de um poço (projeto, a construção, a produção, a manutenção e o abandono) é dominante.

Diversos tipos de falha podem levar à perda de integridade. Assume-se que, para garantir essa integridade, é preciso realizar intervenções de manutenção que conservem os poços em situações seguras e com elementos de barreira de segurança sobressalentes. Se algum elemento de barreira falha, sua integridade é reduzida e medidas imediatas devem ser tomadas a fim de manter um nível de segurança adequado. Para garantir uma margem de segurança maior é exigido que haja sempre, pelo menos, dois conjuntos de barreira (primária e secundária) independentes em funcionamento, e que no mínimo uma delas, em cada possível caminho de vazamento do reservatório para o meio-ambiente, esteja íntegra e interligada aos elementos de barreira válidos nos demais caminhos. Em alguns casos, onde vários elementos falham simultaneamente, ou como resultado da falha de outros elementos, a integridade do poço será perdida e este terá de ser fechado

a fim de evitar agravamentos e danos adicionais. Nenhuma atividade com qualquer outro objetivo, que não seja o restabelecimento, deve ser realizada no poço.

A integridade de todos os possíveis caminhos de vazamento para o meio ambiente é garantida pelo conjunto solidário de barreiras (CSB). Entretanto para que essas intervenções futuras, para manutenção/correção, sejam minimizadas, ou até mesmo evitadas, a integridade do poço e a confiabilidade dos equipamentos e materiais utilizados são fundamentais. Porém, o declínio da produção de hidrocarbonetos (óleo e/ou gás) é algo inevitável ao longo da vida produtiva do campo e, com este declínio da produção, novas intervenções, ou até mesmo novos projetos de poços são demandados a fim de se manter a produção da unidade de operação do campo pelo maior tempo possível.

No caso de os elementos de barreira serem inadequados pode haver um fluxo indesejado de fluido da formação, que ocorre devido à perda de controle de poço e da barreira principal, criando assim um *kick*. Se esse *kick* não for detectado ou tratado adequadamente, se a barreira secundária falhar ou não for iniciada, o *kick* pode se transformar em um *blowout* (explosão).

A integridade de um poço está relacionada à segurança e é um tema que vem sendo estudado em diversos projetos incluindo abordagens como probabilidade de falhas, barreiras de segurança e a confiabilidade das mesmas.

Milhões de dólares são perdidos a cada ano devido à manutenção ineficaz e *shut-ins* não programados de poços (Company, 2015). O dinheiro é uma preocupação, mas possíveis ameaças ao meio ambiente e os perigos para a vida humana e sua segurança devem ser a principal prioridade. Por isso, é cada vez maior a preocupação e o foco na integridade do poço.

1.4. Organização da Dissertação

Esta dissertação será dividida em cinco capítulos, de modo que o primeiro capítulo apresentará algumas referências bibliográficas. O segundo abordará alguns sistemas de controle e segurança, tais como barreiras de segurança e diagrama de barreiras, levando em consideração a Norma Norsok D-010 (2004). No terceiro capítulo, a Engenharia da Confiabilidade será discutida, onde serão

definidos alguns conceitos fundamentais e onde abordaremos o Método de Monte Carlo (método utilizado para simulação das probabilidades de falha). O quarto capítulo apresentará a Metodologia escolhida, com algumas configurações estudadas, dados utilizados e o simulador desenvolvido. No quinto capítulo serão discutidos os resultados obtidos, fazendo uma comparação entre os mesmos.

2 Revisão bibliográfica

Em uma reportagem bastante interessante, dois especialistas, *Keith Lewis* (Shell) e *Richard Dyve Jones* (Statoil), relataram que muitos incidentes de controle de poço estão diretamente ou indiretamente relacionados a falha do conjunto solidário de barreira (CSB). A consequência histórica tem, em alguns casos, sido significativa e formado a opinião pública da indústria. Perdas de vidas, ferimentos graves e impactos ambientais negativos são inaceitáveis. De acordo com eles, é preciso demonstrar que a indústria pode efetivamente gerenciar riscos e ter controle sobre os CSBs continuamente. “*Se falharmos com relação a isso, a consequência será um preço alto ao meio ambiente que pode retardar ou acabar com projetos futuros e colocar em sério risco a licença da indústria para operar*”. (Lewis, 2014)

Alguns estudos vêm sendo usados para desenvolver o *Well Integrity Management System* (WIMS) ou Sistema de Gestão da Integridade de Poço. Ashhab et al. (2004) objetivaram, através desse sistema, fornecer diretrizes padronizadas a fim de garantir integridade técnica durante toda a vida do poço. A operação é realizada sob condições seguras e é capaz de funcionar continuamente para atingir a meta requerida de produção/injeção. Ainda, de acordo com os autores, a integridade do poço tem como base o estabelecimento e a manutenção de elementos de barreira de confinamento no poço em questão. E para os padrões WIMS, um poço só é considerado íntegro se pelo menos dois conjuntos de barreira independentes, através de cada caminho de vazamento entre o reservatório e a superfície, estiverem sempre disponíveis.

Um outro trabalho bastante interessante foi o de *Vignes e Aadnoy* (2008) que estudaram uma série de falhas e incidentes que levaram a investigações de problemas de integridade de poço. A fim de obter uma melhor imagem do estado integridade na *Norwegian Continental Shelf* (NCS), a *Petroleum Safety Authority* (PSA) iniciou um "projeto-piloto".

O método de investigação do estudo-piloto baseou-se em uma seleção limitada de "poços ativos" na Plataforma Continental Norueguesa (NCS). Ao selecionar poços, instalações e empresas para a pesquisa de integridade do poço piloto, a PSA queria ter poços de plataforma/submarinos, velhos/novos, de norte a sul da NCS, e poços com diferentes configurações.

Esse projeto foi baseado em auditorias de supervisão e solicitou informações de 7 unidades operacionais e 12 instalações offshore pré-selecionadas. A seleção inicial incluía 406 poços da NCS, correspondendo a cerca de 21% dos poços ativos – produtores (323) e injetores (83). Todas as empresas envolvidas foram positivas a tal pesquisa.

A auditoria incluía questões como, dados do poço, documentação do poço, documentação de entrega, monitoramento de condição regular, aplicação da Norsok D-010, prática constante dentro da empresa, gestão de mudança, competência e treinamento, abertura e intercâmbio de experiências, análises de confiabilidade, indicadores de desempenho e outros desafios.

Informações de funcionários e representantes sindicais indicaram dificuldades para o pessoal-chave obter acesso aos dados essenciais do poço quando as situações de controle do mesmo ocorreram. Havia diferenças na forma como o conceito de barreira também foi implementado. Houve exemplos de controle sistemático insuficiente da capacidade técnica de todo o "sistema de barreira" e padronização limitada de acordo com as recomendações da Norsok D-010 (2004) para elementos de barreira.

A Figura 1, abaixo, ilustra o número de poços produtores e injetores com falha de integridade, problemas ou incertezas. Do total de 75 poços relatados, 48 eram produtores e 27 eram injetores.

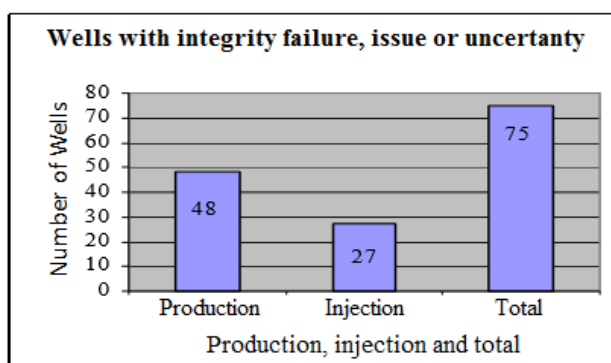


Figura 1. Poços, produtores, injetores e totais, relatados com falha de integridade, problemas ou incertezas, na pesquisa (Vignes, 2008).

A Tabela 1, abaixo, mostra o resultado do projeto-piloto, o qual indicou que 18% (75 dos 406 poços) dos poços estavam com falha na integridade, problemas ou incertezas. Desse total, (A) 7% foram fechados por falha de integridade, problemas ou incertezas, (B) 9% estavam trabalhando em condições não perfeitamente adequadas e (C) 2% apresentavam desvios insignificantes para a operação atual.

Tabela 1. Impacto da integridade de poço (A, B, C) para poços produtores e injetores (Vignes, 2008).

		Well integrity impact (A,B,C)		
	Total number of wells	A: Shut in	B: Working under conditions	C: Insignificant deviation for current operations
Production	323	18	22	8
Injection	83	10	16	1
Total	406	28 (7 %)	38 (9 %)	9 (2 %)

De acordo com a Figura 2 abaixo, a maioria dos problemas de integridade estava relacionada aos seguintes elementos de barreira: (1º) Coluna de Produção - *Tubing* com 29 poços, (2º) ASV com 9 poços e (3º) Revestimento - *Casing* e o Cimento com 8 poços.

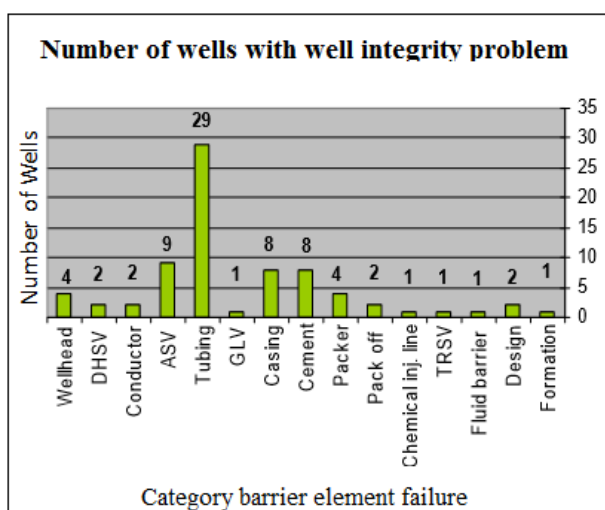


Figura 2. Número de poços com falha de integridade, problemas ou incertezas e categoria da falha do elemento de barreira (Vignes, 2008).

A Figura 3 abaixo, mostra que a maior parte dos problemas de integridade de poço ocorreram a partir do início de 1990 e durante esta década indicando assim que, os maiores casos de problema de integridade ocorreram em poços mais recentes. A frequência de poços com problemas de integridade na faixa de 0-14 anos era duas vezes maior que para o grupo de poços de 15-29 anos. A figura ilustra que o vazamento da coluna de produção era um fator de falha dominante (39%) em poços de 0 a 19 anos de idade. Poços de 0-14 anos de idade tinham problemas maiores com alguns elementos de barreira, como *Tubing* (Coluna de Produção), ASV, e Cimento. Um número relativamente baixo de poços submarinos relataram falha de integridade do poço, problemas ou incerteza. Isto pode ser explicado pela possibilidade limitada de monitorar estes poços.

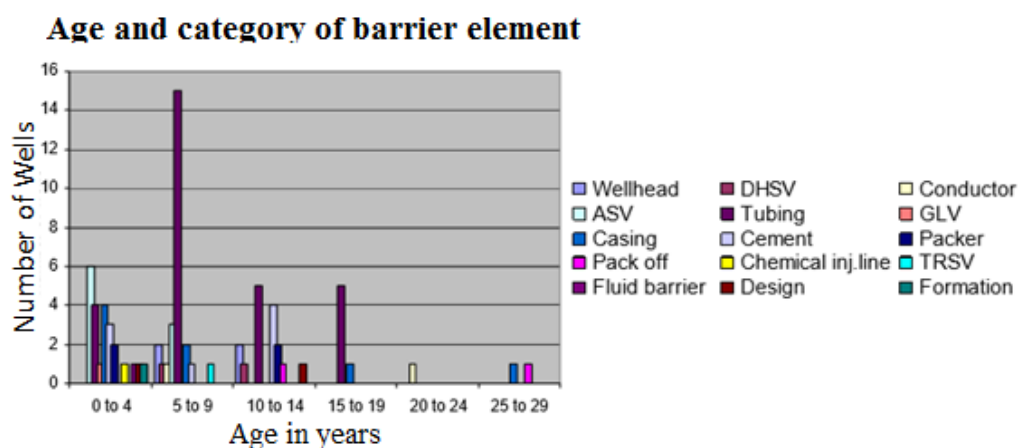


Figura 3. Idade e categoria da falha do elemento de barreira (Vignes, 2008).

A Figura 4 abaixo, mostra que os problemas, B: documentação do poço, C: documentação de entrega, D: monitoramento da condição regular, E: comentários relacionados à conformidade da Norsok D-010 (2004) e H: competência e formação, eram questões de melhorias para quase todas as empresas na investigação da integridade do poço piloto. A falta de informação sobre os nomes dos poços, datas e números de revisão complicava a visão geral do estado de um conjunto solidário de barreiras de poços.

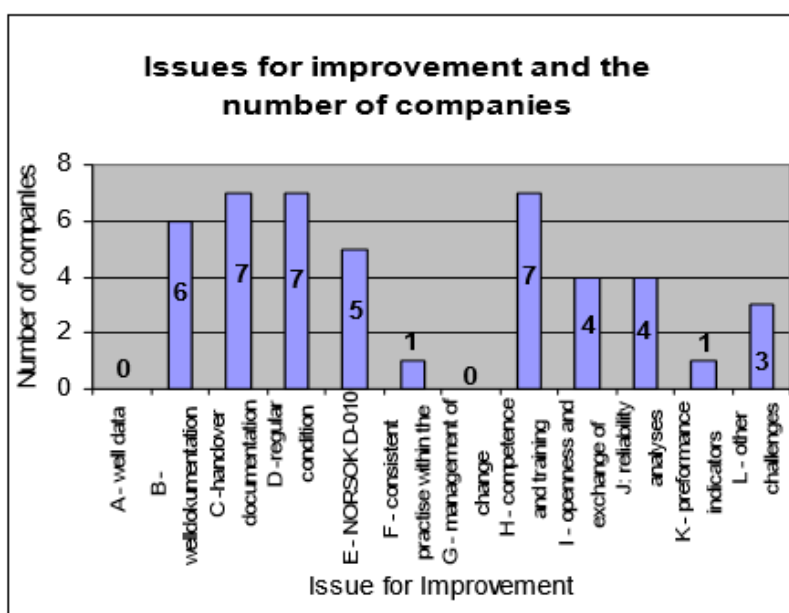


Figura 4. Questões de melhoria (A-L) e o número de empresas (Vignes, 2008).

As ilustrações do conjunto de barreiras não continha, em vários casos, detalhes de perfurações, árvore de natal, presença de cimento, e em alguns casos faltavam elementos de barreira. Tais detalhes do poço, com possível inclusão de dimensões e dados de profundidade, deveriam ser incluídos para versões atualizadas.

Vignes e Aadnoy (2008) concluíram que, de acordo com os resultados da investigação da integridade do poço, a indústria precisava focar mais em seus problemas de barreira de segurança. O controle do estado do CSB poderia limitar vazamentos acidentais, situações de controle de poço e acidentes. O estado do poço, sendo conhecido, permite que as empresas tomem as medidas corretas de forma a evitar potenciais perdas e custos.

Outro estudo foi realizado por Miura (2004) onde ele apresentou uma definição mais formal do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB).

De acordo com o autor, CSB seria um “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”.

A composição do CSB é realizada de forma a garantir um elemento de barreira de segurança em cada caminho e considerar que este conjunto contenha interligações que impeçam qualquer tipo de comunicação, ou atalhos, entre os caminhos. Exemplo: uma comunicação entre os caminhos, coluna e poço, pode acontecer se houver um vazamento em uma conexão da coluna de produção ou na conexão da ANM. Os atalhos entre caminhos são inúmeros e de difícil mapeamento e a visão normalmente adotada na indústria, de “duas barreiras de segurança em cada caminho”, pode não significar a integridade do poço.

A regulamentação norueguesa foi pioneira no quesito conjunto de elementos para compor um conjunto solidário de barreiras de segurança, mostrando uma preocupação com a continuidade dos elementos de barreira de segurança ao longo dos diferentes caminhos por onde um vazamento pode ocorrer, prevendo a necessidade de estancar fluidos e pressões do reservatório em um sistema ou container.

Abaixo, na Figura 5, é possível observar um sistema de barreiras mostrando alguns elementos de barreira, tais como, BOP, *Casing* (Revestimento) e *Cement* (Cimento).

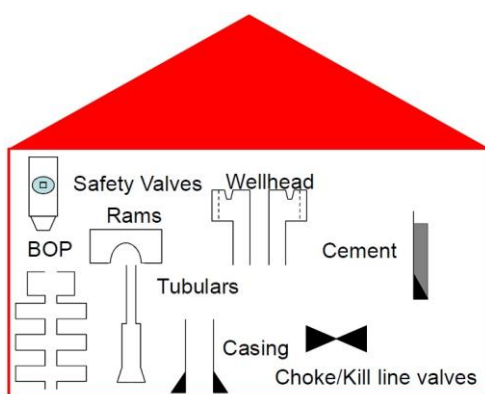


Figura 5. Sistema de barreiras (KES, 2014).

A visão da barreira de segurança como um container fica visualmente clara na Figura 6, abaixo, onde é possível perceber que os distintos elementos de barreira são interligados entre si, de forma a envolver o reservatório. A Figura 7, em seguida, mostra diferentes caminhos para vazamento do reservatório ao meio ambiente, apresentando duas barreiras de segurança por caminho.

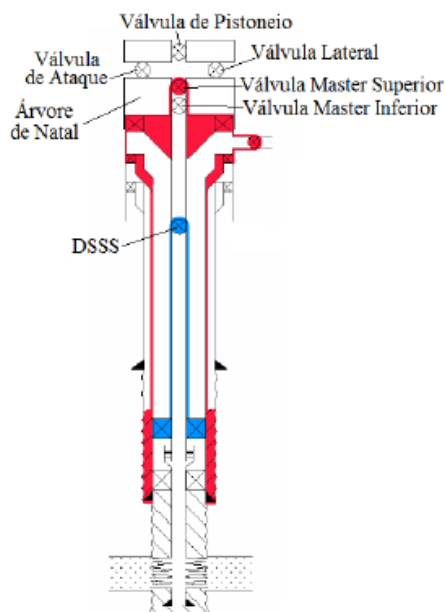


Figura 6. Elementos de barreira para produção (Norsok, 2004).

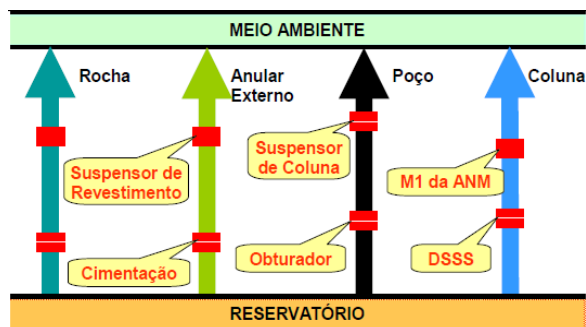


Figura 7. Dois elementos de barreira por caminho (Fonseca, 2012).

A Figura 8, abaixo, ilustra dois exemplos de ligações entre caminhos, ou atalhos, que podem contornar dois elementos de barreira dos caminhos normalmente avaliados pela indústria: coluna, poço e anular externo. Enquanto isso, a Figura 9, ilustra dois conjuntos solidários de barreira no poço. (Fonseca, 2012)

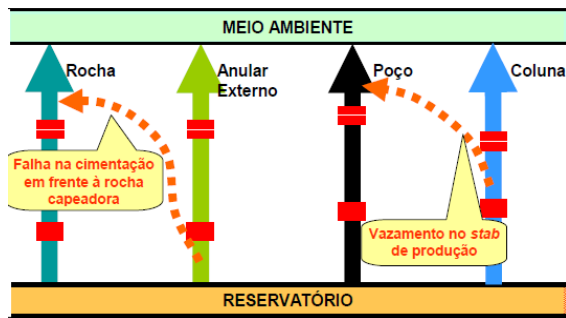


Figura 8. Atalhos de vazamentos (Fonseca, 2012).

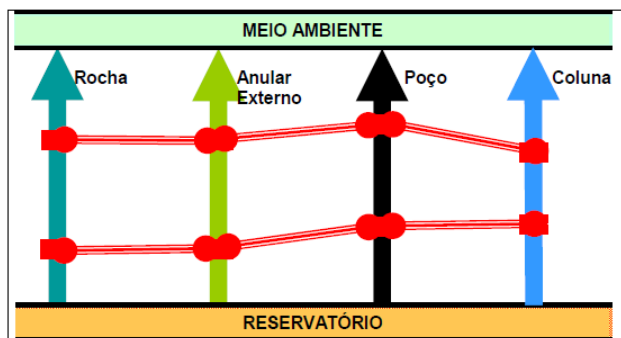


Figura 9. Dois Conjuntos Solidários de Barreiras no poço (Fonseca, 2012).

Uma operação deve ser considerada segura quando houver dois CSBs independentes e testados, e a avaliação do risco de perda de integridade do poço feita contabilizando-se a confiabilidade dos Conjuntos Solidários de Barreiras instalados na última intervenção no poço.

Outro trabalho intrigante foi realizado por *Dethlefs e Chastain* (2012), que desenvolveram um modelo qualitativo de Análise de Risco (RA) de Integridade de Poço (WI). Tal modelo, identificou possíveis riscos associados aos modos de falha de elementos de barreira de poço e incorporou um método único para segmentar o conjunto de barreiras em seções discretas, "falhando" sucessivamente cada seção para avaliação.

A finalidade da realização de uma WI/RA (*Well Integrity Risk Assessment*) era de fornecer ao ativo informações que pudessem ser alavancadas para reduzir o risco de operações de poços e possíveis problemas de WI para os níveis do ALARP. Qualquer tipo de poço poderia ser usado para avaliar o risco de falha do CSB e ser facilmente modificado para estar em conformidade com qualquer modelo de risco da empresa.

A Análise de Risco de Integridade de Poço demonstrou avaliar, com êxito, o risco de falhas de elementos de barreira para milhares de poços. Esta análise focou especialmente em modos de falha de elementos de barreira e foi usada como uma ferramenta de gerenciamento para fornecer orientação sobre como recursos limitados poderiam ser usados efetivamente para fornecer integridade de poço continuamente.

O escopo do trabalho para a Análise de Risco (RA) visou o acesso a vários elementos de barreira disponíveis no poço, que impediam o movimento não intencional de fluido. Isto foi feito analisando uma variedade de modos de falha do CSB para determinar a probabilidade e o impacto das consequências se esses elementos de barreira falhassem, definindo o risco. Sua definição matemática é a combinação da probabilidade de um evento de falha acontecer e as consequências desse evento, se ocorrer. A realização de uma Análise de Risco em um portfólio de poço é uma abordagem de melhores práticas para a compreensão de possíveis problemas de integridade de poço e suas potenciais consequências. O importante é focar os esforços em diagnóstico e mitigação para proporcionar o máximo benefício.

A Análise de Risco utiliza uma matriz no processo de avaliação que fornece um valor numérico para o risco com base na probabilidade e consequências de um evento que esteja ocorrendo. As consequências mais comuns a serem consideradas como "consequências preocupantes" são a segurança e o impacto ambiental. Além disso, uma RA inclui seguir um processo formal para avaliar o risco de forma consistente e permitir a comparação entre os níveis de risco individuais associados aos vários modos de falha de elementos de barreira. Um passo muito importante dessa análise é seguir o processo estabelecido. O facilitador levará sua equipe a avaliar qualitativamente cada cenário de modo de falha desse conjunto de barreiras de poço e determinar a probabilidade e as consequências de cada um dos cenários considerados.

A Tabela 2 abaixo, mostra uma Matriz de Risco que envolve o estudo de Probabilidade e Consequência.

Tabela 2. Matriz de Risco (Dethlefs, 2012)

Likelihood	5	II 5	II 10	III 15	IV 20	IV 25
	4	I 4	II 8	III 12	III 16	IV 20
	3	I 3	II 6	II 9	III 12	III 15
	2	I 2	I 4	II 6	II 8	II 10
	1	I 1	I 2	I 3	I 4	II 5
		1	2	3	4	5
		Consequence				
Risk: Likelihood X Consequence						

Cada modo de falha de um elemento de barreira de poço é completamente avaliado antes de passar para o próximo modo de falha. O processo se repetiu até que todos os cenários para esse tipo de poço fossem avaliados.

Um diagrama é feito para cada tipo de poço para se ter um auxílio visual chave para o uso durante a discussão de uma Análise de Risco e ilustrar possíveis modos de falha, ajudando os membros da equipe a visualizar os potenciais resultados. Dependendo do projeto e tipo de serviço para o poço, uma lista abrangente de modos de falha é determinada.

O facilitador lidera a discussão e pergunta à equipe: "E se esse elemento de barreira falhar?", o que leva a uma avaliação e discussão sobre as consequências e probabilidade de o evento acontecer. A maioria dos modos de falha para poços "típicos" pode ser pré determinada e é amplamente universal para todos os poços, com pequenas exceções.

É importante descrever o modo de falha de um elemento de barreira em detalhes suficientes para que se compreenda a razão mais provável para que esta falha ocorra, bem como, a sua consequência, assumindo que todos os outros elementos de barreira existentes permanecem efetivos.

Para que o conjunto solidário de barreira seja considerado na redução da probabilidade de um evento, deve haver uma garantia de que ele irá prevenir ou mitigar os riscos no cenário analisado. O nível de probabilidade deve ser reduzido, à medida que aumenta o número e a qualidade do CSB. Ao atribuir um nível de probabilidade ao evento, deve-se considerar o fato de que um elemento de barreira

condicional pode fornecer alguma proteção, mas deve ser descontada da proteção que um conjunto solidário de barreira proporcionaria. O nível de risco é o produto dos números de consequência e probabilidade e é determinado pela fórmula:

Classificação de Risco = Consequência x Probabilidade.

Dethlefs e Chastain (2012) provaram que seu modelo WI/RA foi bem-sucedido para identificar e classificar o risco de falha de um CSB em um poço, um grupo de poços semelhantes ou um portfólio completo de poços. Os resultados da avaliação permitiram que os riscos fossem classificados em áreas, de modo que as de maior risco foram identificadas e puderam ser monitoradas e/ou mitigadas adequadamente com recursos limitados. O ativo poderia usar os resultados da Análise de Risco como uma referência para o programa de Integridade de Poço (WI), a fim de reduzir o risco de operações de poços e possíveis problemas de WI em uma base rotineira.

Além desses trabalhos citados, um outro estudo bastante curioso foi realizado por Mendes et al. (2016) que fizeram uma abordagem focando nas análises de integridade de poço em desenvolvimento durante as fases de produção. Foram consideradas situações onde o sistema de poços poderia estar em risco com perda de elementos de barreira, mas sem perda de integridade ou situações de vazamento onde a integridade do poço é perdida.

A metodologia se concentrava na avaliação de projetos de poços, com base nos conceitos de BIS (*Barriers Integrated Sets* - Conjuntos de Barreiras Integradas), também conhecido por CSB (Conjunto Solidário de Barreira), e técnicas gerais de engenharia de confiabilidade. Através da determinação do tempo médio de falha de cada BIS, identificado na configuração da completção, seria possível estimar quando o poço estaria em estado degradado, dependendo de um único BIS e quando se esperaria que o poço vazasse.

Os riscos associados à exploração e à produção aumentaram os esforços para assegurar a integridade dos poços. Os autores afirmaram que uma maneira de evitar vazamentos de óleo durante a operação seria realizar intervenções de manutenção para manter os poços em situações seguras e com elementos de barreira de segurança adicionais. Como poços submarinos acessam grandes profundidades com pressões mais altas (ex.: poço Macondo), eles têm fatores agravantes que tornam a prevenção, controle e mitigação de derramamento de óleo mais desafiadores. Assim, a atenção dada à segurança na concepção de tais

poços deveria ser ainda maior. Trabalhos anteriores consideraram apenas a necessidade de quantificar os elementos de barreira à coluna de produção e ao anular entre a coluna de produção e o revestimento.

A Figura 10 abaixo, apresenta alguns caminhos para a avaliação da integridade de poço através de dois conjuntos de barreiras, primária e secundária.

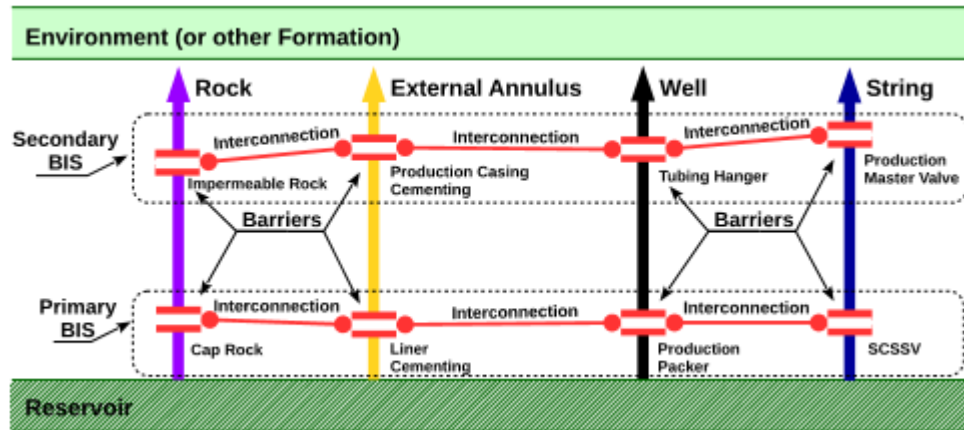


Figura 10. Caminhos para a avaliação da integridade de poço com elementos de barreira e dois conjuntos de barreiras integradas (BIS) (Mendes, 2016).

No presente artigo foram adotados quatro caminhos principais entre o reservatório e o meio ambiente: coluna, anular A, anulares B, C e D e rocha.

Um conjunto solidário de barreiras pode ser decomposto sempre em seus modos de falha, estando disponível se ele permanecer intacto para todos os modos de falha mapeados. A probabilidade de sucesso (confiabilidade), associada a cada um dos modos de falha identificados para os elementos de barreira, pode ser usada para quantificar a confiabilidade do CSB.

O BIS primário (linha azul) é um sistema de barreiras que, na verdade, mantém o controle do fluido e da pressão da formação. O BIS secundário (linha vermelha) é um sistema de barreiras que irá manter o controle do fluido e da pressão de formação no caso de uma falha do BIS primário.

Na Figura 11 abaixo é possível observar um exemplo de BIS primário para um poço submarino.

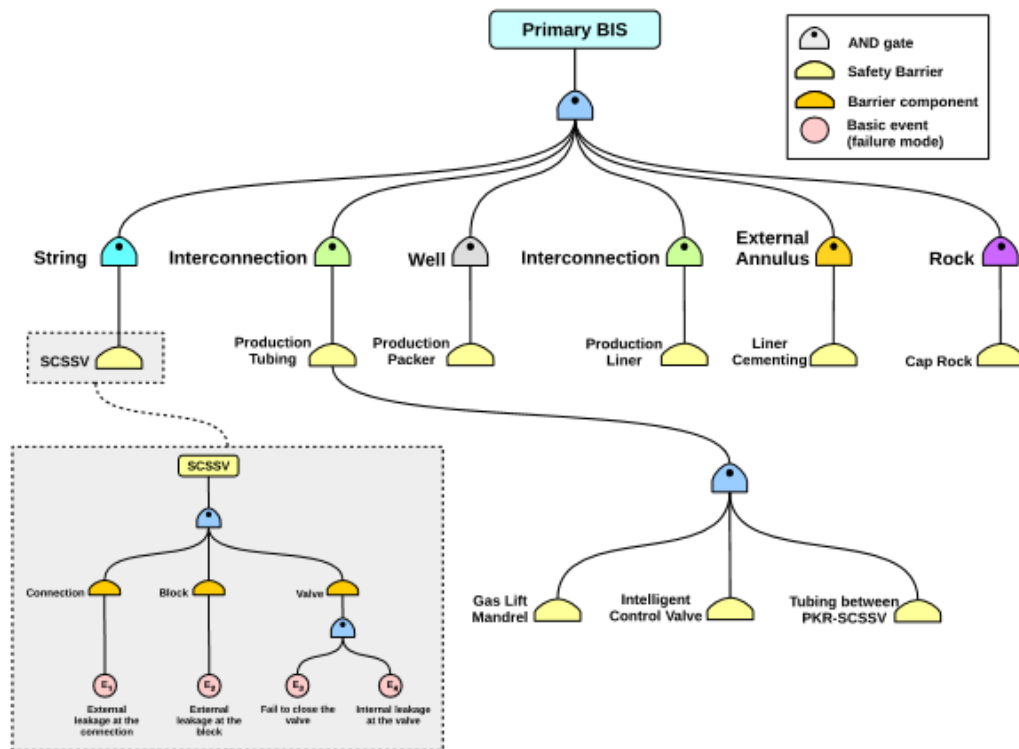


Figura 11. Gráfico de BIS primária para produção de poço submarino (Mendes, 2016).

Este estudo propôs uma abordagem compreendendo duas fases principais. A primeira fase que consistiu na coleta de dados de confiabilidade para cada um dos elementos de barreira (equipamentos) utilizadas no projeto do poço. A segunda fase foi quantificar a confiabilidade do projeto do poço com base nos dados coletados. Estas duas fases foram subdivididas nas seguintes etapas: Análise do projeto de completação do poço; Identificação dos elementos de barreira de segurança e BISs (Primário e Secundário); Identificação da taxa de falha esperada para o conjunto de barreiras que compõem os BISs; Elaboração de elementos de barreira e gráficos dos BISs; Quantificação da confiabilidade do sistema do poço.

Após mapear todo o conjunto solidário de barreira, o próximo passo foi identificar os elementos de barreira de segurança de poço para cada caminho principal e integrar esses elementos como sistemas de barreira de poço. Uma vez presentes, os BIS Primário e Secundário, bem como, uma lista dos elementos de barreira que compunha cada BIS, o passo subsequente foi o levantamento de ambos os modos e taxas de falha para o sistema.

Antes de quantificar a confiabilidade do BIS, foi preciso definir relações entre os elementos de barreira e o BIS. A confiabilidade do BIS foi determinada

pelo modelo lógico dos elementos de barreira que o compõe, tal como, a confiabilidade do sistema de poços que foi dada por um modelo lógico entre os BISs.

O próximo passo, então, foi quantificar a confiabilidade do projeto do poço. A confiabilidade de cada elemento de barreira foi encontrada considerando o modelo de taxa de falha constante (CFR) para cada elemento. Então, para uma taxa de falha (λ) e um tempo de missão (t), a função de confiabilidade $R(t)$ pôde ser expressa por:

$$R(t) = e^{-\lambda} \quad (1)$$

A confiabilidade para o BIS Primário seria:

$$R_{(\text{Primary BIS})} = \prod_{i=1}^n R_i(t) = 0.03704 \cong 3.7 \% \quad (2)$$

A confiabilidade do BIS primário encontrada foi baixa, o que era esperado uma vez que a taxa de falha da coluna de produção (TBG) foi alta. A válvula *gas lift* (GLV) tinha uma taxa de falha de $11,9 \times 10^{-6}$ [falha/operação poço.hora], com um tempo médio de falha (MTTF) de 9,6 [poço.ano].

$$R_{(\text{Secondary BIS})} = \prod_{i=1}^n R_i(t) = 0.65129 \cong 65.1 \% \quad (3)$$

Considerou-se que o sistema de poços seria seguro se algum dos BISs definidos estivesse ativo. Então, a confiabilidade do sistema foi avaliada por:

$$R_{\text{system}} = 1 - [1 - R_{(\text{Primary BIS})}] \cdot [1 - R_{(\text{Secondary BIS})}] = 0.6642 \cong 66.4 \% \quad (4)$$

A taxa de falha equivalente [falha/operação poço.hora] para o sistema foi calculada por:

$$\lambda_{\text{system}} = \frac{-\ln[R_{\text{system}}]}{t} \cong 1.729 \times 10^{-6} \quad (5)$$

A Tabela 3 abaixo, mostra alguns dados de confiabilidade relacionados ao BISs primários em um período de 27 anos. A Tabela 4, em seguida, apresenta os resultados obtidos através da metodologia proposta para esse tempo analisado. A Tabela 5, entretanto, mostra os resultados obtidos através da metodologia proposta, mas considerando barreiras alternativas, para esse mesmo período.

Tabela 3. Elementos de barreira e dados de confiabilidade com o tempo de missão de 27 anos (Mendes, 2016).

Primary BIS						
Path	Barrier	Component	Failure Mode	Failure Rate (per 10 ⁶ well-hour)	MTTF (well-year)	Reliability R(t)
Rock	Cap Rock	--	E ₂₂ : INL	0	--	1.00000
External Annulus	Liner Cementing	--	E ₂₁ : INL	0.05800	1966.8	0.98637
Interconnection	Production Liner	Block	E ₂₀ : EXL			
		Connection	E ₁₉ : EXL			
Well	Production Packer (PKR)	Block	E ₁₈ : INL	0.12100	942.8	0.97177
		Connection	E ₁₇ : INL			
Interconnection	Tubing between PKR and SCSSV	Block	E ₁₆ : EXL	0.25000	456.3	0.94255
		Connection	E ₁₅ : EXL			
	Intelligent Control Valve (ICV)	Valve	E ₁₄ : INL			
			E ₁₃ : FTC			
		Block	E ₁₂ : EXL			
		Connection	E ₁₁ : EXL			
	Gas Lift Valve (GLV)	Valve	E ₁₀ : INL	11.90000	9.6	0.05981
			E ₉ : FTC			
		Block	E ₈ : EXL			
	Gas Lift Mandrel (GLM)	Block	E ₆ : EXL			
			E ₅ : EXL			
		Connection	E ₇ : EXL			
String	Surface Controlled Subsurface Safety Valve (SCSSV)	Valve	E ₄ : INL	0.72000	158.4	0.84332
			E ₃ : FTC	0.56000	203.7	0.87587
		Block	E ₂ : EXL	0.31608	360.9	0.92792
		Connection	E ₁ : EXL			

Tabela 4. Resultados obtidos através da metodologia proposta para 27 anos de missão (Mendes, 2016).

Parameter	Primary BIS	Secondary BIS	Well system
Reliability, $R(t)$	3.7 %	65.1 %	66.4 %
Equivalent failure rate (per 10 ⁶ well-hour)	13.925	1.812	1.729
MTTF (well-year)	8.2	63.0	66.0
Failure probability	96.3 %	34.9 %	33.6 %

Tabela 5. Resultados obtidos através da metodologia proposta, considerando elementos de barreira alternativos (*backup*) e 27 anos de missão (Mendes, 2016).

Parameter	Primary BIS	Secondary BIS	Well system
Reliability, $R(t)$	3.7 %	88.1 %	88.6 %
Equivalent failure rate (per 10 ⁶ well-hour)	13.925	0.533	0.512
MTTF (well-year)	8.2	214	222.8
Failure probability	96.3 %	11.9 %	11.4 %

Eles observaram uma diferença significativa nos riscos associados ao projeto de completção quando os elementos de barreira alternativos eram consideradas na análise de integridade.

O BIS secundário tinha uma confiabilidade de mais de 88%, cerca de 35% acima do valor obtido ao desconsiderar elementos de barreira alternativos (aproximadamente 65%). A confiabilidade do sistema de poços foi aumentada em um terço (1/3), de 66% para aproximadamente 88%.

Os resultados obtidos nesta abordagem foram comparados com dados de um desenvolvimento real de campo submarino, contendo informações sobre seus primeiros 17 anos, quando 135 poços foram construídos, completados e operados.

Para avaliar os resultados obtidos foram identificados todos os trabalhos de manutenção motivados pela falha de elementos de barreira de segurança, tal como, falha nos mecanismos de ação das válvulas WCT, vazamentos na coluna de produção, falhas na SCSSV, entre outros. Foram identificados 36 casos. Considerando-se 1284 [poço.anos], para os quais 36 falhas registradas foram distribuídas, observou-se, uma taxa de falha de, aproximadamente, $3,198 \times 10^{-6}$ [falha/operação poço.hora], com um tempo médio de falha (MTTF) de 35,7 [poço.anos].

O total de trabalhos de manutenção durante a campanha foi de 144. Considerando-se 1284 [poços.ano], encontraram um tempo médio entre os trabalhos de 8,9 [poços.anos], menor do que o MTTF esperado para o GLV. Na prática, em todos estes trabalhos de manutenção realizados a cada 9 anos em média, o GLV foi sempre substituído e sua erosão geralmente observada.

O BIS Primário, para uma missão de 17 anos:

$$R_{(\text{Primary BIS})} = 0.71905 \cong 71.9 \% \quad (6)$$

O BIS Secundário:

$$R_{(\text{Secondary BIS})} = 0.74699 \cong 74.7 \% \quad (7)$$

Precisa-se considerar tanto o BIS Primário como o Secundário em conjunto:

$$R_{(\text{System})} = R_{(\text{Primary BIS})} \cdot R_{(\text{Secondary BIS})} = 0.53712 \cong 53.7 \% \quad (8)$$

A taxa de falha equivalente [falha/operação poço.hora] foi de:

$$\lambda_{\text{system}} = \frac{-\ln[R_{\text{system}}]}{t} \cong 4.1707 \times 10^{-6} \quad (9)$$

O MTTF esperado para o poço foi de:

$$MTTF = 1 / \lambda = 27.4 \text{ [well.years]} \quad (10)$$

Mendes et al. (2016) observaram que, ao considerar os elementos de barreira que compunham o BIS, a abordagem teve um escopo bem definido, apresentando resultados conservadores. O cálculo dos dados de confiabilidade do BIS permitiu uma estimativa das ocorrências do estado degradado quando se perde um elemento de barreira, entretanto vazamento para o ambiente não era esperado. A abordagem foi mais conservadora do que outras metodologias, uma vez que se considerou apenas os elementos de barreira mínimos que compunham o BIS Primário e Secundário, desconsiderando os elementos de barreira alternativos ou de *backup*.

Metodologias baseadas na confiabilidade os permitiram detectar pontos críticos no sistema. A identificação desses elementos de barreira "fracos" no projeto do poço permitiu investimentos otimizados para reduzir o risco de perda da integridade do poço durante sua vida produtiva. No exemplo do caso, alternativas para aumentar a confiabilidade do poço poderiam variar desde o desenvolvimento de um novo GLV, com maior confiabilidade, até uma análise econômica. Considerando a instalação de válvulas mecanicamente isoladas em vez de um GLV, até mesmo a necessidade de *gas lift* torna-se essencial para a viabilidade econômica, pressupondo, então, um trabalho para troca de válvulas mecanicamente isoladas para um GLV. Finalmente, a abordagem permitiu a análise de confiabilidade comparativa para diferentes projetos de poços, fornecendo um parâmetro importante para selecionar os conjuntos solidários de barreira e configurações.

Um outro trabalho interessante foi feito por G. E. King e D. E. King (2013), que realizaram um estudo objetivando explicar os conceitos básicos da construção de poços e ilustrar as diferenças entre a falha de um elemento de barreira no projeto de poço com um CSB, e a falha total de integridade do poço que poderia levar à poluição. Para isso, usaram investigações e revisões publicadas a partir de conjuntos de dados de mais de 600.000 poços em todo o mundo. Observou-se que, para os poços americanos, enquanto as falhas dos elementos de barreira em um grupo de poços específico poderiam variar de muito baixa a alta percentagem, as falhas reais de integridade de poço seriam muito raras. A falha de integridade do

poço é onde todos os elementos de barreiras falham e o vazamento é possível. Verdadeiras taxas de falha de integridade do poço são de duas a três ordens de magnitude menores do que as taxas de falhas de cada elemento de barreira. Números de frequência de falha foram estimados para poços em vários conjuntos específicos de condições ambientais. A frequência de falha estimada foi apenas para um conjunto específico de poços operando nas mesmas condições com qualidade similar de projeto e construção. Idade do poço e a época de construção foram variáveis. Não houve frequência de falha de tamanho único.

Potencial para vazamentos do fundo do poço para o meio ambiente pode diminuir rapidamente à medida que a pressão do reservatório é reduzida. Os poços de baixa pressão no fundo não têm a força motriz para se opor à pressão hidrostática constante dos fluidos externos ao poço. Portanto, se for formado um caminho de vazamento através da sequência de elementos de barreira, o maior problema seria que os fluidos exteriores vazassem para dentro do poço.

As falhas eram mais comumente refletidas por uma falha de um elemento de barreira, e poucas dessas falhas eram suficientemente graves para romper o conjunto solidário de barreiras e poluir os lençóis freáticos.

Em escala mundial, as taxas de falha dos elementos de barreira variam consideravelmente. Em um estudo que analisou problemas de integridade de poço, uma grande variação entre falhas de elementos de barreira em regiões indicou que condições, e talvez percepções, pudessem desempenhar um papel em como as falhas dos elementos de barreira foram relatadas e tratadas.

Abaixo, seguem as tabelas 6 , 7 e 8 que mostram, respectivamente, a percentagem de poços offshore com problemas contendo apenas um elemento de barreira, o modo de falha da coluna de produção incluindo o número de falhas bem como o MTTF em anos, e problemas de integridade de poço em percentual considerando os 406 poços iniciais.

Tabela 6. Percentagem de poços com problemas em um único elemento de barreira em ambiente offshore (E. King, 2013).

Geograph. Area	Number of Wells	Wells w/ barrier issues	Major Problem	% wells w/ barrier issues	Source
Gulf of Mexico	14927	6650	Leaks in Tubulars	45%	MMS Survey, 2004
North Sea UK	4700	1600	Tbg Conn., cement,	34%	SPE Forum Survey, 2009
Norway, North Sea	2682	482	Tbg Conn. , cement,	18%	Norwegian Petroleum Safety Authority, 2006

Tabela 7. Modo de falha da coluna de produção - *tubing* (E. King, 2013).

Tubing Failure Mode	Number of Failures	MTTF (years)
Burst Tubing	3	3113
Collapsed Tubing	7	1334
Restriction in Tubing (scale or collapse)	18	519
Tubing parted (broken)	6	1557
Tubing Leak	182	51
All	216	22
Sintef data: 17 participating companies, 800 total completion failures & 6600 well yrs operation		

Tabela 8. Problema de Integridade de Poço (E. King, 2013).

Well Integrity Issue	Percent of 406 Norway (offshore) wells with the issue
Tubing (connections leak)	7.1%
Annular Safety Valve (offshore only)	2.2%
Cement Isolation Leak	2%
Inner Casing Failure (connection or collapse)	2%
Wellhead	1%
Packer	1%
Downhole Safety Valve	0.7%
Conductor	0.5%
Pack Off	0.5%
Design	0.5%
Gas Lift Valve	0.25%
Fluid Barrier	0.25%
Chemical Injection Valve	0.25%
Formation	0.25%

A Tabela 9 abaixo, mostra diferentes tipos de poços e seus respectivos tempo de serviço, número de falhas e tempo médio de falha (MTTF). Tais dados possibilitaram uma comparação geral da longevidade do elementos de barreira de poço em comparação com outros elementos em poços diferentes.

Tabela 9. Tempo de serviço da coluna de produção por tipo de poço (E. King, 2013).

Tubing Service Time by Well Type (Sintef Data)			
Well Type	Service Time (tbg yrs)	Number of Failures	MTTF (yrs)
Oil Production	5496	3	3113
Gas/Condensate Production	1522	7	1334
Water Injection	1756	18	518
Gas Injection	533	6	1556
Data from Molnes, 1993. Total tubing base of 9333 well-years			

Exemplos de poços apresentando falha elevada de elementos de barreira e baixa falha de integridade de poços, nestes ambientes offshore, documentaram a maior taxa de falha de elementos de barreira offshore e o efeito positivo do CSB no controle da poluição (redução de falhas de integridade de poço a níveis muito abaixo da falha dos elementos de barreira).

Abaixo, podemos observar na Tabela 10, estimativas de falha de elementos de barreira e falha de poço offshore.

Tabela 10. Estimativas de falha de elementos e sistemas de barreira em poços offshore (E. King, 2013).

Area	# Wells in study	Type of Wells	Barrier Failure Freq. Range (w/ containment)	Integrity Failure Frequency Range (leak path possible)	Data Source
US Gulf of Mexico	11,498 (3542 active)	Platform based wells	30% overall w/ (tubing-by-prod. csg) SCP of 50% of cases. 90% of SCP have less than 1000 psi. 10% more serious form of SCP (Wojtanowicz, 2012)	0.01% to 0.05% of wells leaked. 0.00005% to 0.0003% of produced oil spilled (1980 - 2009.	Bourgoyne, 1999&2000; Oil in the Sea, 2003; DOI, 2010.
US Gulf of Mexico	4,099	Shoe Test failures during drilling*	12% to 18% require cement repair to continue drilling	0 (cement repaired before resulting drilling)	Harris, 2008
Norway	406	Deviated, offshore	18%	0	Vignes, 2008
GOM / Trinidad	2,120	Sand Control	0.5 to 1%	0% subterranean ~0.0001% surface via surface equip erosion	King, 2012
Matagorda Island 623	17	Compaction failures; casing shear & sand fail	80% to 100% - the high number is due to high pressure and formation compaction.	Wells routinely shut-in and repaired prior to restart.	Li, 2003
Sumatera	175	Conventional w/o maintenance	43%	1 to 4%	Calosa, 2010

Os dados nesses testes de campo mostraram muitos poços com isolamento efetivo, embora a percentagem de ligação aceitável tenha variado de 31% à 75%.

G. E. King e D. E. King (2013) chegaram às seguintes conclusões em sua pesquisa realizada:

Um ou mais elementos de barreira em um poço de óleo ou gás, devidamente projetado e construído, poderiam falhar sem criar um caminho de poluição ou aumentar significativamente o risco de poluição dos lençóis freáticos. (i)

Taxas de falha de elementos de barreira e taxas de falha do CSB poderiam variar amplamente com o tipo de poço, área de localização geográfica e cultura de manutenção do operador. (ii)

As taxas de falha individuais dos elementos de barreira de poço poderiam ser muitas vezes de uma a duas ordens de magnitude mais elevadas do que as falhas de integridade de poço onde o conjunto solidário de barreiras, em uma sequência de proteção, falharia podendo causar poluição. (iii)

Taxas de falha de elementos de barreira e falhas de integridade de poço, medidas em poços construídos em uma época específica seriam artefatos dessa época. Esses valores não seriam idênticos às taxas de falha de poços projetados e completados hoje. (iv)

Além de todos esses trabalhos citados anteriormente, Munday et al. (2006) realizaram um excelente estudo sobre a utilização da *DHSV* como elemento de

barreira de segurança. Eles fizeram uma avaliação do risco relativo ao uso de uma *Downhole Safety Valve (DHSV)* como um elemento de barreira qualificado durante algumas operações.

A Análise de Risco Quantitativa (QRA) foi utilizada neste estudo para compreender as implicações da mudança nas práticas de trabalho. Uma *DHSV* qualificada como um elemento de barreira foi usada para avaliar os riscos de um fluxo descontrolado de fluido do reservatório em comparação com a prática padrão de configuração de mais um tampão assentado com arame.

Três casos representativos foram considerados neste estudo:

Caso 1: investigação da mudança das válvulas *downstream* da *Master Valve* (MV) em um poço submarino.

Os casos 2 e 3 focaram em poços de plataforma.

Caso 2: mudança das válvulas *downstream* da *Lower Master Valve* (LMV)

Caso 3: remoção da Árvore de Natal (*Xmas tree*)

Os três casos foram analisados cobrindo uma faixa de tipos de poço; poço submarino (árvore horizontal) e poços de plataforma com diferentes completações.

Para cada caso dois cenários foram analisados. Usou-se a TRSV (API 14A) como elemento de barreira, e colocou-se um tampão como um elemento de barreira de fundo de poço:

Caso 1: mudança das válvulas *downstream* da *Master Valve* de Produção (PMV) para um poço submarino

Case 1A: PMV e TRSV como elementos de barreira

Case 1B: PMV e um tampão assentado com arame como elementos de barreira

Caso 2: mudança das válvulas *downstream* da LMV

Case 2A: LMV e TRSV como elementos de barreira

Case 2B: LMV e um tampão assentado com arame como elementos de barreira

Caso 3: remoção da Árvore de Natal

Case 3A: Conjunto de tampão profundo e TRSV como um CSB

Case 3B: Conjunto de tampões profundos e rasos como um CSB

Metodologia

A partir dos diagramas de completção e esquemas das Árvore de Natal, os potenciais caminhos de vazamento que levariam à perda de contenção foram identificados para cada caso e cenário associado. Tendo documentado os caminhos críticos de vazamento, Árvore de Falha (FTA) foram construídas.

O tempo para realizar cada operação específica também foi avaliado. Usando as Árvore de Falha (FTA), as probabilidades de falha ao longo do tempo de operação foram determinadas para cada caso e cada cenário.

Conclusões

A QRA foi utilizada para avaliar e comparar os riscos de um vazamento de poço para o ambiente quando se utiliza uma *DHSV* qualificada como um elemento de barreira em oposição ao uso de um tampão *wireline* como um elemento de barreira. Para os três casos considerados concluiu-se que:

Case 1: O maior risco quando se usa um tampão *wireline* como um CSB de fundo (*downhole*) é de explosão (*blowout*) associado a operações de *wireline*. A utilização da *DHSV* como elemento de barreira eliminou o risco de um *wireline blowout* e reduziu o risco global de segurança a níveis insignificantes. Os resultados da *Fault Tree Analysis* (FTA) mostraram que, ao usar a *DHSV* como um elemento de barreira, o risco de vazamento foi reduzido.

Case 2: O uso de uma *DHSV* como elemento de barreira eliminou o risco de *wireline blowout* e reduziu o risco global para a região "insignificante", para todo o pessoal envolvido.

Case 3: Ambos os cenários envolveram a configuração de um tampão assentado com arame em alta profundidade, com o risco de explosão (*blowout*) associado. Com o uso de uma *DHSV*, o conjunto de tampão raso não apresentou risco adicional e reduziu o risco geral em uma pequena quantidade (~ 1%).

Recomendações

A utilização da *DHSV* como um elemento de barreira foi a opção de menor risco nos três casos. Por conseguinte, recomendou-se que fosse adotada a utilização de uma *DHSV* qualificada como um elemento de barreira, sujeito a uma Análise de Risco caso a caso.

Dados de Confiabilidade dos Elementos de Barreira

Suposições foram feitas no processo de determinação da taxa de falha para os vários elementos de barreira, como definido abaixo. A probabilidade de falha com o tempo para um elemento não reparável foi dada por:

$$q(t) = 1 - e^{-\lambda t}, \text{ podendo ser simplificada para } q(t) \cong \lambda t$$

Para os elementos de barreira considerados neste estudo, a taxa de falha constante foi tipicamente baixa, sendo da ordem de 1×10^{-3} [ano⁻¹] ou menos. Nos períodos de tempo em consideração também foram pequenos, λt foi sempre $< 0,1$ tornando-se válido aplicar a aproximação dada acima. Os dados de taxa de falha utilizados foram extraídos de bancos de dados de confiabilidade da indústria, como o Oreda (Versão 2.5) e os dados do Fórum E&P.

As Tabelas 11 e 12 abaixo mostram, respectivamente, a probabilidade de vazamento para seis casos diferentes incluindo o tempo de operação, e os dados de risco individuais para esses mesmos casos.

Tabela 11. Probabilidades de vazamento (Munday, 2006).

LEAK PROBABILITIES				
Case	Operation time (hours)	Leak Probability		
		Wellhead – Xmas tree	Wireline Intervention	Total
1A (DHSV)	28	6.0×10^{-9}		6.0×10^{-9}
1B (Plug)	131	1.5×10^{-7}	2.0×10^{-5}	2.0×10^{-5}
2A (DHSV)	8	7.6×10^{-10}		7.6×10^{-10}
2B (Plug)	14	7.3×10^{-10}	2.0×10^{-5}	2.0×10^{-5}
3A (DHSV)	20	9.4×10^{-9}	2.00×10^{-5}	2.00×10^{-5}
3B (Plug)	23	1.8×10^{-7}	2.00×10^{-5}	2.02×10^{-5}

Tabela 12. Dados de Risco (Munday, 2006).

RISK DATA			
Case	PLL	Individual Risk	
		Wireline Operative	Production Technician
1A (DHSV)	-	-	-
1B (Plug)	6.0×10^{-5}	7.2×10^{-5}	-
2A (DHSV)	9.1×10^{-10}	-	2.7×10^{-9}
2B (Plug)	2.4×10^{-5}	1.4×10^{-4}	7.2×10^{-5}
3A (DHSV)	2.4×10^{-5}	1.4×10^{-4}	7.2×10^{-5}
3B (Plug)	2.4×10^{-5}	1.4×10^{-4}	7.2×10^{-5}

3

Sistemas de Controle e Segurança

3.1.

Sistema de Controle DSSS ou DHSV

Os Dispositivos de Segurança de Subsuperfície (DSSS) ficam posicionados tipicamente abaixo do fundo do mar, cerca de trinta metros abaixo da superfície. Seu objetivo é impedir o fluxo de hidrocarbonetos para o meio externo, de modo a evitar erupções ou fluxos descontrolados do poço (*blowout*), no caso de algum problema sério com os equipamentos de superfície. A mais conhecida é a *DHSV* (*Downhole Safety Valve*), sendo considerada o primeiro elemento de barreira no caminho de fluxo pela coluna de produção, durante a fase de produção do poço.

A *DHSV* é mantida na posição “aberta” durante a produção do poço, ou seja, caso ela ou seu sistema falhe, a válvula se fecha (*fail-safe-close*). A válvula é mantida aberta através de uma linha de controle que fica permanentemente pressurizada. Caso a pressão seja cortada, em função de uma operação de rotina ou emergencial ou mesmo destruição da cabeça do poço, ocorrerá o fechamento quase que instantâneo da válvula, cessando o fluxo de óleo e/ou gás.

Por ser instalada dentro do poço, a *DHSV* não pode ser danificada por fogo ou colisão, o que garante sua operacionalidade nas situações de emergência, quando é efetivamente necessária.

3.2.

Barreiras de Segurança

Na indústria de petróleo é possível observar diferentes definições para o termo “barreiras” dadas por diferentes autores. De uma forma geral, elas são consideradas como elementos de vedação capaz de conter um fluxo de um determinado local para outro.

A ANP e a norma Norsok, por exemplo, apresentam uma diferença conceitual perceptível em suas definições, apesar de terem em comum o objetivo de prevenir fluxo incontrolado a partir do poço para o meio ambiente,

1) Agência Nacional do Petróleo (ANP)

“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.)”.

2) Norsok D-010

“Barreira de Poço: sistema de um ou diversos elementos de barreira (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)

⇒ Norsok: usa o termo barreiras de poço como envelopes de elementos de barreira impedindo vazamentos

⇒ ANP: usa o termo barreira para definir um equipamento ou elemento específico.

Alves (2012), em sua tese de mestrado, montou uma tabela com diferentes definições realizadas por fontes distintas. Tais definições podem ser vistas na Tabela 13, abaixo.

Tabela 13. Definições do conceito de barreira (Alves, 2012).

Fonte	Termo	Definição
TAKASHINA (1989)	Barreira de segurança de poço	"sistema independente, dotado de uma certa confiabilidade, formado por um conjunto solidário de elementos capaz de manter sob controle o fluxo de um poço de petróleo"
ANP (2002)	Barreira	"separação física apta a conter ou isolar os fluidos dos diferentes intervalos permeáveis"
MIURA (2004)	Conjunto solidário de barreira	"um conjunto composto de uma ou mais barreiras, apto a impedir fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável considerando todos os caminhos possíveis"
	Barreira de segurança de poço	"separação física apta a impedir o fluxo não intencional dos fluidos de um intervalo permeável (formação) ao longo de um caminho específico"
NORSOK (2004)	Barreira de poço	"envelope de um ou mais elementos de barreiras dependentes, capaz de prevenir fluxo não intencional de uma formação para outra ou para a superfície"
	Elemento de barreira de poço	"objeto que sozinho não pode impedir fluxo de um lado para o outro"
ISO 13628-1 (2005)	Barreira	"elemento formando parte de um envelope capaz de conter pressão, o qual é projetado para impedir fluxo não intencional de fluidos produzidos ou injetados, particularmente para o ambiente externo"
API RP 90 (2006)	Barreira de poço	"envelope de um ou mais elementos de barreiras dependentes, capaz de prevenir fluxo não intencional de uma formação para outra ou para a superfície"
	Elemento de barreira	"um ou mais objetos dependentes, i.e. packer, coluna, ou revestimento, impedindo o fluxo não intencional da formação para outra formação ou para superfície"

A boa prática no ramo do petróleo internacional estabelece a necessidade da presença de um conjunto solidário de barreiras (primárias e secundárias) independentes em todos os poços em operação durante todas as etapas da vida de um poço. O conjunto é testado a fim de evitar um fluxo não intencional durante a perfuração e outras atividades no mesmo. O CSB deve ser projetado de modo a permitir o restabelecimento rápido de um elemento de barreira perdido.

Conforme a Norsok D-10 (2004) “*pelo menos duas barreiras de poço devem estar disponíveis durante todas as atividades e operações de poço, incluindo suspensão ou abandono, onde exista um diferencial de pressão que possa causar fluxo do poço para o ambiente externo*”. Este conceito já está amplamente divulgado e estabelecido na indústria de forma que todos os projetos realizados buscam respeitá-lo e atendê-lo. Além disso, com relação a independência entre barreiras, a norma diz “*as barreiras primária e secundária devem, sempre que possível, ser independentes em relação a outra, sem elementos de barreira comuns. Se elementos comuns existirem, uma Análise de Risco deve ser realizada [...]*”.

Barreira de Segurança Primária: correspondem aos elementos mais próximos aos hidrocarbonetos pressurizados, diretamente expostos à pressão de formação, sendo o primeiro obstáculo para o fluxo de fluido de formação indesejado. Se a mesma estiver funcionando como desejado, ela será capaz de conter esses hidrocarbonetos. Conforme a Norsok D-010 (2004), os elementos de barreira primária de segurança são representados pela cor azul.

A Figura 12 abaixo mostra o sentido da pressão de formação e do fluido de perfuração para um elemento de barreira primária.

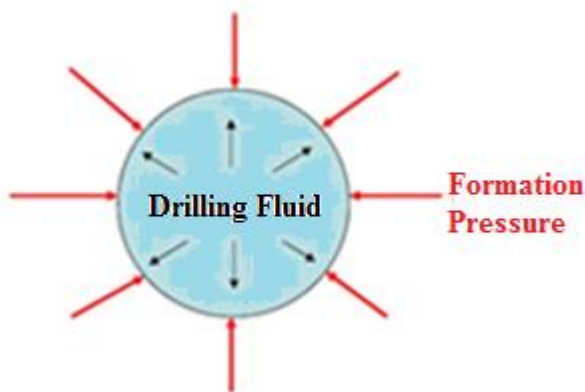


Figura 12. Fluido de perfuração como elemento de barreira primária (KES, 2014).

A Figura 13, abaixo, ilustra alguns casos relacionados à perda de elementos de barreira primária, sendo o primeiro deles o caso em que esta se mantém intacta, e o segundo e o terceiro correspondendo à perda dos elementos de barreira primária do poço e do anular, respectivamente. A última imagem mostra a contenção de qualquer perda de elementos de barreira primária, por elementos de barreira secundária.

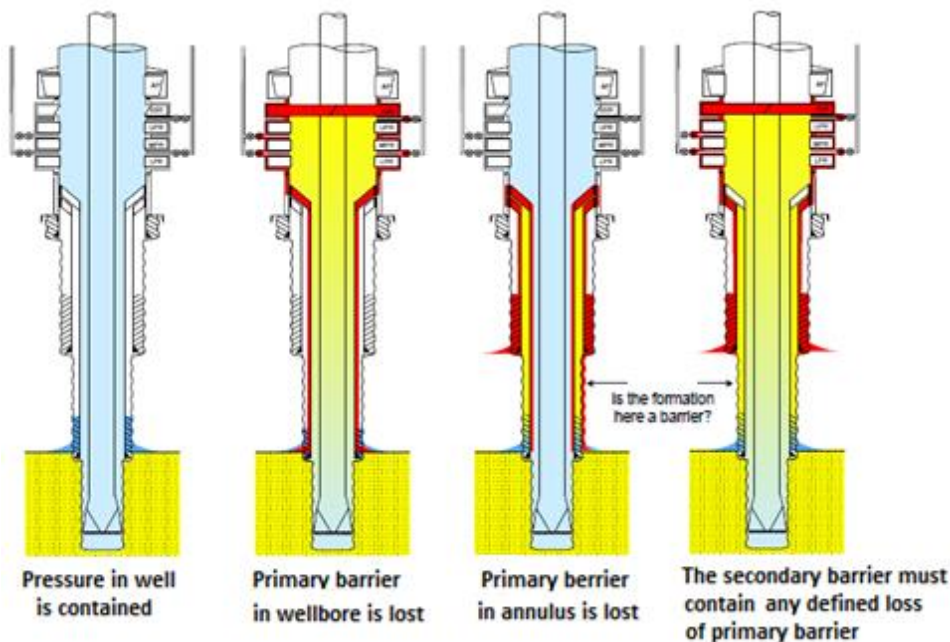


Figura 13. Perda do elemento de barreira primária (Alves, 2012).

Barreira de Segurança Secundária: correspondem aos elementos que fornecem um *back-up* à barreira primária, impedindo a saída de fluxo de fluido do poço se o elemento de barreira principal falhar. Em alguns casos pode ser considerada como a defesa final. Conforme a Norsok D-010 (2004), os elementos de barreira secundária de segurança são representados pela cor vermelha.

Abaixo podemos observar, na Figura 14, um esquema que mostra de forma sucinta as barreiras primária e secundária como barreiras pró-ativa e reativa, respectivamente.

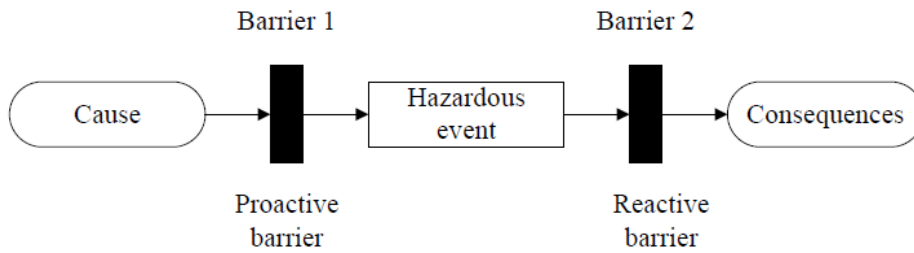


Figura 14. Esquema de elementos de barreira de segurança (Rausand, 2011).

Barreira de Segurança Terciária: pode haver também um terceiro elemento de barreira disponível para parar o fluxo indesejado no caso de os dois primeiros falharem.

3.3. Diagrama de Barreiras

Diagramas de barreiras são utilizados em situações estáticas para ilustrar os elementos de barreira do poço. Este método vem sendo utilizado de várias formas, há muitos anos, com o objetivo de auxiliar Análises de Risco de poços, principalmente durante a fase operacional.

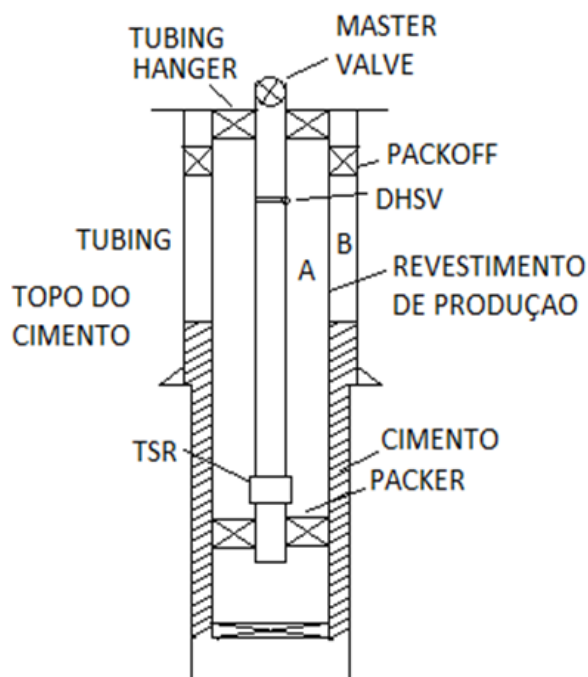


Figura 15. Exemplo de um Diagrama de Poço

4

Engenharia da Confiabilidade

4.1. Definição

O termo confiabilidade pode ser definido de diferentes maneiras. A seguir, poderemos ver algumas dessas definições já estabelecidas.

De acordo com Lafraia (2001), confiabilidade pode ser definida como a probabilidade de que um elemento de barreira ou sistema, funcionando dentro dos limites especificados de projeto, não falhe durante o período de tempo previsto para a sua vida, dentro das condições de agressividade do meio.

Enquanto que, segundo Accioly (1995) confiabilidade é descrita como a probabilidade de um elemento de barreira ou um produto industrial executar suas funções, com sucesso, sob um período específico de tempo, sem apresentar parada para manutenção ou falha.

Conforme Ebeling (1997), confiabilidade é definida como a probabilidade de um elemento de barreira ou sistema exercer uma função requerida por um dado período de tempo quando utilizado sob condições de operação especificadas.

Uma outra definição é a da ISO14224 (2006), que descreve confiabilidade como a *“capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas durante um determinado intervalo de tempo”*.

A norma ABNT (1994), em contrapartida, define confiabilidade como a probabilidade de um item durar por um intervalo de tempo pré-estabelecido.

Considerando confiabilidade como uma probabilidade, temos as seguintes funções: (Fonseca, 2012)

$$R(t) = \Pr (T > t) = 1 - F(t) \quad \text{para } t > 0 \quad (\text{Equação 1})$$

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(u)du = \int_t^{\infty} f(u)du \quad (\text{Equação 2})$$

Tal formulação se aplica para itens não reparáveis operando continuamente, uma vez que aspectos de tempo para reparo e estratégia de manutenção não são levados em consideração.

4.2.

Conceito de Falha

Todos os elementos de barreira são instalados para realizar uma ou mais funções. Uma função é geralmente acompanhada de critérios de desempenho. A partir do momento em que um desses critérios funcionais não é cumprido, dizemos que houve uma falha.

De acordo com Nowlan (1978) “*Uma falha é uma condição insatisfatória*”. Em outras palavras, falha pode ser definida como um desvio da condição original na qual se torna insatisfatório para um usuário em particular. Porém, a definição do que é satisfatório ou insatisfatório depende de vários fatores, como por exemplo, das consequências da falha em um determinado contexto de operação. A divisão exata entre a condição satisfatória e a insatisfatória irá depender não somente da função do elemento de barreira em questão, mas da natureza desse elemento e do contexto da operação no qual ele é utilizado. A determinação irá variar de empresa para empresa, e os limites entre as condições satisfatórias e insatisfatórias devem ser determinados, bem claramente, para os elementos de barreira de maior importância. (Oliveira, 2015)

Conforme a IEC 60050-191 e a ISO14224 (2006), falha (*failure*) seria o término da capacidade de um item executar uma função requerida. Uma falha é, portanto, um evento que se realiza em um momento específico. Após uma falha, o item está em estado de falha.

É importante enfatizar que o conceito de falha não é exatamente igual ao conceito de defeito e de não conformidade. De acordo com a IEC 60050-191, defeito (*faut*) seria o estado de um item caracterizado pela sua incapacidade de executar uma função requerida, excluindo a incapacidade durante a manutenção preventiva ou outras ações planejadas, ou devido à falta de recursos externos. Um defeito pode manifestar-se de muitas maneiras diferentes. Enquanto que, de acordo com a ISO9000 (2005), a não conformidade seria uma falha ou recusa em

atender um requisito do sistema de gerenciamento da qualidade ou norma relevante, sendo um termo mais abrangente que “falha”.

O termo “modo de falha” é usado como uma descrição do defeito e como este é observado, sendo comumente usado na indústria. Entretanto, o “modo de defeito” teria sido um termo mais preciso com relação às definições de defeito e falha. Conforme a IEC 60050-191 e a ISO14224 (2006), “modo de falha” seria definido como o efeito pelo qual uma falha é observada no item que falhou.

Segundo Lafraia (2001), elementos de barreira falham devido a três fatores básicos:

a. Falha de projeto

As falhas de projeto ocorrem quando o projetista não consegue identificar claramente as necessidades do cliente ou quando estas não estão adequadamente identificadas e não se consegue aplicar os requisitos de engenharia corretos.

b. Falha na fabricação

Uma vez que o projeto tenha sido adequadamente abordado, a fase de fabricação pode provocar falhas quando os processos de fabricação/montagem são ainda inadequados para o produto sendo processado.

c. Falha na utilização do equipamento/sistema

O processo inclui pessoal capacitado e elementos de barreira adequados. O uso incorreto do produto, manutenção inadequada, seja por falta de instrução do fabricante ou de treinamento do cliente, também, pode ser a causa da falha.

É possível também falar sobre falhas devido à degradação natural, que são aleatórias, caracterizadas pelo fato de não ser possível prever quando elas ocorrerão. Dessa forma, não podem ser facilmente evitadas. (Oliveira, 2015)

Normas de projeto e operação de sistemas instrumentados de segurança (IEC 61508 e IEC 61511) utilizam a classificação de falhas perigosas ou seguras.

i. Falha segura: falha de um elemento e/ou sistema que desempenha um papel na implementação da função de segurança colocando o sistema sob proteção (ex. o poço) em um estado seguro ou manter um estado seguro.

ii. Falha perigosa: falha de um elemento e/ou sistema que desempenha um papel na implementação da função de segurança prevenindo uma função de segurança de operar quando necessário (modo de procura) ou causando uma função de segurança para falhar (modo contínuo) de tal forma que o sistema sob proteção (por exemplo, o poço) é colocado em um estado perigoso ou

potencialmente perigoso. Além disso, reduz a probabilidade de que a função de segurança funcione corretamente quando necessário.

Falhas perigosas ou seguras podem ser divididas ainda mais em falhas detectadas e não detectadas.

Falha detectada: correspondem a falhas evidentes (situações de não-demanda) ou detectadas por diagnósticos online. Supõe-se que estas são reveladas pouco depois de terem ocorrido. Uma falha perigosa detectada é chamada de DD (*Dangerous Detected*).

Falha não detectada: correspondem a falhas escondidas em situações de não-demanda e só são reveladas por um teste de prova ou ao responderem a uma demanda. Uma falha perigosa não detectada, é referida como DU (*Dangerous Undetected*).

A nossa principal preocupação é, obviamente, dirigida para falhas DU e DD em relação à manutenção da integridade do poço. A presença de falhas DU e DD reduz o desempenho de segurança do sistema, tornando-o menos capaz de realizar ou manter a integridade do poço. O impacto negativo das falhas de segurança perigosas detectadas (DD) do sistema é reduzido se estas forem corrigidas em pouco tempo. Neste caso, as falhas perigosas não detectadas (DU) são a principal preocupação em relação ao desempenho de segurança.

4.3. Análise de Confiabilidade

A engenharia da confiabilidade tem como foco a otimização de produtos ou processos que proporcionem o melhor desempenho com o menor custo. O grande desafio é fazer as companhias perceberem sua importância na redução de impactos ao meio ambiente, por exemplo.

Análise de confiabilidade de um sistema ou elemento de barreira consiste basicamente em ajustar modelos estatísticos que permitam avaliar o risco em termos de um valor de probabilidade atrelado a um tempo de missão e condições operacionais. Isto significa que os resultados são sujeitos a incertezas, devido às premissas de modelagem, adequação dos dados, e a propagação em possíveis resultados. Dessa forma, é importante documentar todos os resultados, incluindo premissas e limitações feitas.

Para evitar acidentes graves e eventos perigosos é muito importante fazer uma análise de confiabilidade do sistema de barreiras de segurança (CSB), a fim de garantir que tais acidentes não aconteçam e que a manutenção dos elementos de barreira de segurança seja feita no tempo certo.

Na Engenharia de Confiabilidade há algumas formas de se definir a confiabilidade de um determinado elemento:

a) Tempo Médio até a Falha (MTTF - *Mean Time To Failure*)

Descreve o tempo previsto de funcionamento do componente (sem reparo) até a falha. É o valor esperado da variável aleatória contínua (o tempo) até falha. Em muitas situações práticas, o conhecimento do MTTF é suficiente para caracterizar a qualidade e a disponibilidade de um certo elemento de barreira. (Oliveira, 2015)

Analiticamente, o MTTF é dado pela expressão: $MTTF = \int_0^{\infty} R(t) \cdot dt$.

Considerando:

$$MTTF = \int_0^t t f(t) dt \quad (1)$$

e sabendo-se que: $R(t) = 1 - Q(t)$, obtém-se:

$$\frac{d}{dt} R(t) = -\frac{d}{dt} Q(t) = -f(t) \quad (2) \quad e$$

$$MTTF = -\int_0^{\infty} t \frac{d}{dt} R(t) dt = -\left[tR(t) \Big|_0^{\infty} - \int_0^{\infty} R(t) dt \right] \quad (3)$$

Sabendo que:

$$R(t) = \exp \left[-\int_0^t \lambda(\xi) d\xi \right] \quad (4)$$

Então:

$$\lim_{t \rightarrow 0} tR(t) = 0 \quad e \quad \lim_{t \rightarrow \infty} tR(t) = 0 \quad (5)$$

Portanto:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (6)$$

b) Tempo Médio entre Falhas (MTBF - *Mean Time Between Failures*)

Descreve o tempo previsto entre falhas de um elemento de barreira com reparo. É o valor médio ou esperado de uma variável aleatória. Se o tempo de reparo é

muito curto comparado ao valor do tempo entre as falhas, este último estará muito próximo ao valor do tempo médio entre falhas. Caso contrário, o tempo médio entre falhas será a soma do tempo médio até falhas e o tempo médio de reparo.

- c) Número de falhas por unidade de tempo (taxa de falha).
- d) A probabilidade de um determinado elemento de barreira não falhar em um período de tempo determinado $(0, t)$.
- e) A probabilidade de um elemento de barreira desempenhar sua função em um tempo t .

O inverso da confiabilidade seria a probabilidade de um elemento de barreira ou de um sistema falhar. Além disso, pode ser a impossibilidade de algum deles cumprir com sua função no nível especificado ou requerido.

A análise de confiabilidade de um CSB pode ser útil, por exemplo, para comparar diferentes alternativas de completação de poços em relação as probabilidades de *blowout*. Além disso, pode avaliar o risco de *blowout* para disposições específicas de poço; identificar problemas de elementos de barreira em completação específica de poços; avaliar o efeito de vários métodos de redução de riscos e identificar potenciais problemas de elementos de barreira durante intervenções em poços.

Uma análise de um CSB deve ser estruturada incluindo as seguintes etapas: (1) Definir e se familiarizar com o sistema; (2) Identificar os modos e causas de falhas; (3) Construir um modelo de confiabilidade do sistema de barreiras; (4) Realizar análises qualitativa e quantitativa.

4.4. Cálculo de Probabilidade

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.

Todo evento E está associado a um evento complementar, E^c , que se constitui na negação de E . Exemplo:

V = vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho

P(V): probabilidade de ocorrência

V^c = não vazamento de óleo ou gás para o ambiente marinho

$$P(V^c) = 1 - P(V)$$

$P(V^c) = 1 - P(V)$: probabilidade de não ocorrência

Considerando dois eventos aleatórios, A e B:

Sua interseção (A.B): evento consistido nas consequências comuns a ambos.

Sua união (A+B): evento consistido nas consequências de qualquer um dos dois eventos A ou B, ou nas consequências comuns a ambos.

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

$$P(A.B) = P(A) \times P(B) = P(A) \cdot (P(B/A) = P(B) \cdot P(A/B)$$

(probabilidade de ocorrência de sua interseção é o produto de suas probabilidades de ocorrência)

No caso da união de dois eventos A e B, tem-se:

$$P(A + B) = P(A) + P(B) - P(A.B) = P(A) + P(B) - P(B) \cdot P(A/B)$$

Observa-se que ambas as P(A) e P(B) incluem P(A.B) portanto, este valor deve ser subtraído uma vez.

Variáveis Aleatórias

Uma variável aleatória assume valores numéricos de acordo com certa distribuição probabilística fornecendo a probabilidade de ocorrência de cada um dos possíveis valores da variável (discretos ou contínuos).

Por exemplo, para cada instante t_i , F_i representa a proporção de componentes que falharam até então, fornecendo uma estimativa da probabilidade de o componente falhar antes de t_i .

Dessa forma é possível afirmar que $(1 - F_i)$ representa a proporção de componentes que ainda estão em funcionamento no instante t_i , e define a confiabilidade, R_i , do componente no instante t_i como:

$$R_i = 1 - F_i$$

Portanto, a confiabilidade representa a probabilidade de o elemento de barreira não falhar até o instante t_i , podendo ser avaliada de acordo com a expectativa da ocorrência dos eventos “falha do elemento de barreira” ou “falha do sistema”.

4.5. Taxa de Falha

A taxa de falha pode ser interpretada como a frequência com que as falhas ocorrem após a passagem de um tempo t_i , ou seja, é a razão entre a probabilidade de um componente falhar no instante t_i , dado que sobreviveu até o instante t_{i-1} . É medida pelo número médio de falhas de um elemento de barreira ou sistema, em um intervalo de tempo especificado, podendo mudar dependendo da idade.

Ao fazermos uma modelagem da confiabilidade consideramos que, em um universo de amostragem adequado, N elementos de barreira são colocados em funcionamento simultaneamente. Em cada subintervalo de tempo (t_i), uma quantidade de n_i elementos irá falhar, sendo a proporção de elementos de barreira que falhou em cada intervalo t_i , dada por f_i : $f_i = n_i / N$

A taxa de falha, λ_i , do elemento/sistema em um instante t_i é dada, então, por:

$$\lambda_i = f_i / t_i$$

No caso de a taxa de falha ser variável, as fases da vida de um elemento de barreira ou sistema podem ser descritas pela curva da banheira. Tal fato é ilustrado na Figura 16, abaixo, que tipifica a taxa de falha ao longo do tempo.

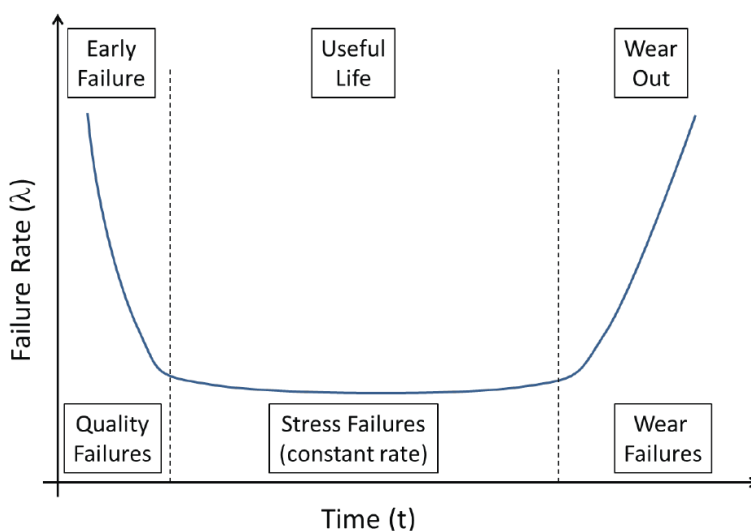


Figura 16. Taxa de falha variável do elemento em $f(t)$ (Fonseca, 2012).

Seguem, abaixo, as etapas correspondentes ao gráfico da Figura 16, acima:

- Início da vida (*early life*): período caracterizado por falhas prematuras. Tal fato está tipicamente associado ao projeto ou a uma deficiência no processo de fabricação e no controle de qualidade, na mão de obra desqualificada, na pré

operação ou no pré teste mal feitos, nos materiais fora de especificação ou não especificados, não testados, etc. São chamadas de falhas de qualidade (*quality failure*) ou falhas iniciais (*early failure*).

- Vida útil (*useful life*): período caracterizado por taxas de falha praticamente constantes. São chamadas de falhas de stress (*stress failures*).

- Desgaste (*wear-out*): período inicia-se quando está terminando a vida útil do elemento de barreira. A partir deste momento, as taxas de falha crescem continuamente devido ao uso e desgaste dos elementos (envelhecimento, desgaste, abrasão, degradação de resistência, fadiga, corrosão). São chamadas de falhas de desgaste (*wear failure*).

Entretanto, para este trabalho, levou-se em consideração que as taxas seriam constantes. No caso de a taxa de falha ser constante, temos a seguinte situação:

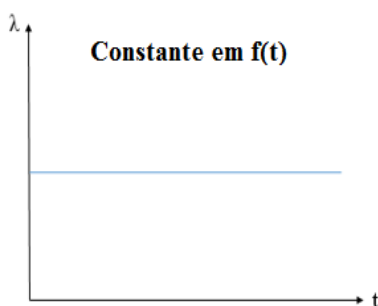


Figura 17. Taxa de falha constante do elemento em função do tempo.

4.6. Distribuição de Poisson

A Distribuição de Poisson é uma distribuição de probabilidade de variável aleatória discreta usada para modelar o número de ocorrências de um evento em um certo período de tempo, volume ou área. As suposições básicas para a utilização do modelo são:

1. As condições do experimento permanecem constantes no decorrer do tempo, ou seja, a taxa média de ocorrência (λ) é constante ao longo do tempo.
2. Intervalos de tempo disjuntos são independentes, ou seja, a informação sobre o número de ocorrências em um período nada revela sobre o número de ocorrências em outro período.

A equação da Distribuição de Poisson é dada por:

$$f(k; \lambda; t) = \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^k}{k!}, \text{ onde}$$

e: base do logaritmo natural ($e = 2,71828...$)

k: número de ocorrências (número inteiro não negativo, $k = 0, 1, 2...$)

k!: fatorial de k

λ : nº real, igual ao nº esperado de ocorrências em um dado intervalo de tempo.

4.7.

Método de Monte Carlo (MMC)

O Monte Carlo é um método que tem como primeira etapa definir o modelo para o sistema. Este método é baseado em amostragens aleatórias massivas para obter resultados numéricos, ou seja, repetindo sucessivas simulações em um elevado número de vezes para calcular probabilidades heurísticamente. Após a geração de variáveis aleatórias, uma avaliação do modelo deve ser feita, seguida de uma análise estatística do comportamento (este método faz parte de uma classe de métodos estatísticos). Ao finalizar as etapas anteriores, um estudo da eficiência de convergência deverá ser realizado afim de obter o melhor resultado possível.

Este método é utilizado há bastante tempo como forma de obter aproximações numéricas de funções complexas em que não é viável, ou é mesmo impossível, obter uma solução analítica ou, pelo menos, determinística.

Essa técnica foi usada inicialmente, em 1940, pelos cientistas, *Stanisław Ulam*, *von Neumann* e *Fermi*, no projeto de construção da bomba atômica. Consideraram a possibilidade de utilizar o método, uma vez que envolvia a simulação direta de problemas de natureza probabilística relacionados com o coeficiente de difusão do neutron em certos materiais. Apesar de ter despertado a atenção desses cientistas em 1948, a lógica do método já era conhecida há bastante tempo. Desde sua introdução (na época da Segunda Guerra Mundial), a simulação de Monte Carlo tem sido usada para modelar uma variedade de sistemas físicos e conceituais.

Atualmente o termo Monte Carlo é mais geral sendo considerada uma técnica baseada no uso de números aleatórios e estatísticas para resolver problemas.

4.8. Método de Monte Carlo e Análise de Risco

Análise de Risco faz parte de toda decisão que tomamos. Nós nos deparamos constantemente com incerteza, ambiguidade e variabilidade. E apesar de contarmos com acesso sem precedente à informação, não temos condições de prever o futuro de forma exata.

A simulação de Monte Carlo é uma técnica matemática computadorizada que possibilita ver todos os resultados possíveis e avaliar o impacto em termos de risco (em análises quantitativas).

Essa Análise de Risco é feita por meio da construção de modelos de possíveis resultados substituindo, com um intervalo de valores, todo fator com incerteza inerente. As amostras dos valores são obtidas aleatoriamente das distribuições de probabilidade (forma muito mais realista de descrever incerteza em variáveis de Análises de Risco). Em seguida, são calculados os resultados repetidamente, cada vez com outro conjunto de valores aleatórios gerados por funções de probabilidades. Dependendo do número de incertezas e dos intervalos especificados, uma simulação de Monte Carlo pode ter milhares de recálculos antes de terminar, produzindo distribuições de valores dos resultados possíveis. Cada conjunto de amostra é chamado de iteração, e o resultado produzido a partir da amostra é registrado. Dessa forma, esta simulação fornece um quadro muito mais abrangente do que poderá acontecer e também a probabilidade de ocorrência.

A Tabela 14, abaixo, mostra um gráfico da Probabilidade (*Likelihood*) x Impacto (*Impact*), sendo divididas nos seguintes critérios:

Probabilidade: Baixa ; Média ; Alta

Impacto: Notável ; Significante ; Crítico

As cores verde, amarelo e vermelho representam valores aceitáveis, mitigáveis, e inaceitáveis, respectivamente.

Tabela 14. Tabela de Caracterização de Risco (Bellarby, 2009).

Likelihood	High			
	Medium			
	Low			
		Noticeable	Significant	Critical
		Impact		

5 Metodologia

A metodologia utilizada neste trabalho foi baseada no cálculo da probabilidade de falha de todo o sistema, por meio da simulação de Monte Carlo, para um determinado intervalo de tempo, a partir de um diagrama do poço e das taxas de falhas individuais dos elementos de barreira.

Esse cálculo foi realizado por meio de um programa de computador. O programa foi rodado no *Visual Basic* do Excel. O método consiste em repetir diversas vezes a história do processo em análise, neste caso, o da produção de um poço de petróleo. Cada história termina ao ser obtida uma perda de integridade ou ser atingido o tempo a ser simulado. A frequência do número de falhas pelo número total de “rodadas” dá uma estimativa da probabilidade de o poço falhar no tempo simulado, ou seja, da confiabilidade do sistema.

É importante enfatizar que, neste trabalho, não foi levado em consideração possíveis mudanças nas taxas de falha dos elementos de barreira de segurança com o tempo. Dessa forma foi possível fazer algumas considerações:

O tempo médio até a falha de um elemento ou sistema é dado por:

$$MTTF = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (1)$$

onde $R(t)$ é a confiabilidade do sistema, ou seja, a probabilidade de o sistema não falhar até o tempo t . Esta confiabilidade é dada pela distribuição de Poisson para $k=0$ falhas no tempo t .

$$MTTF = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt \quad (2)$$

Onde λ é a taxa de falha. Integrando, obtemos:

$$MTTF = 1/\lambda \quad (3)$$

As taxas de falha (λ) neste trabalho foram consideradas constantes, para todas as análises feitas. Dessa forma foi possível utilizar a Distribuição de Poisson, que é uma distribuição discreta, onde o evento não tem memória (não varia em função do tempo). Na Figura 18 abaixo, podemos observar os dois tipos de falha existentes, constante e variável.

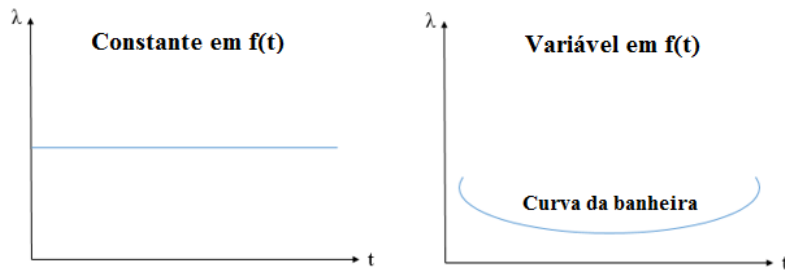


Figura 18. Gráficos da taxa de falha, constante e variável, em função do tempo.

5.1. Configurações Estudadas

Seguem, abaixo, algumas das configurações de barreiras analisadas. Elas têm como finalidade validar a metodologia e o programa de computador. Após esta validação, uma configuração de poço é estudada com a finalidade de tirar conclusões práticas.

I. Um Elemento



Tabela 15. Probabilidade de Falha e MTTF para um elemento.

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando λ_A [ano ⁻¹]				Variando λ_A [ano ⁻¹]			
		0,3	0,6	0,9	1,2	10000			
mês									
12	1 ano	2588	4561	5987	6959	2,6E-01	4,6E-01	6,0E-01	7,0E-01
24	2 anos	4520	7035	8350	9109	4,5E-01	7,0E-01	8,4E-01	9,1E-01
36	3 anos	5900	8362	9354	9736	5,9E-01	8,4E-01	9,4E-01	9,7E-01
60	5 anos	7737	9493	9905	9979	7,7E-01	9,5E-01	9,9E-01	1,0E+00
		MTTF [mês]							
		32	19	14	10				

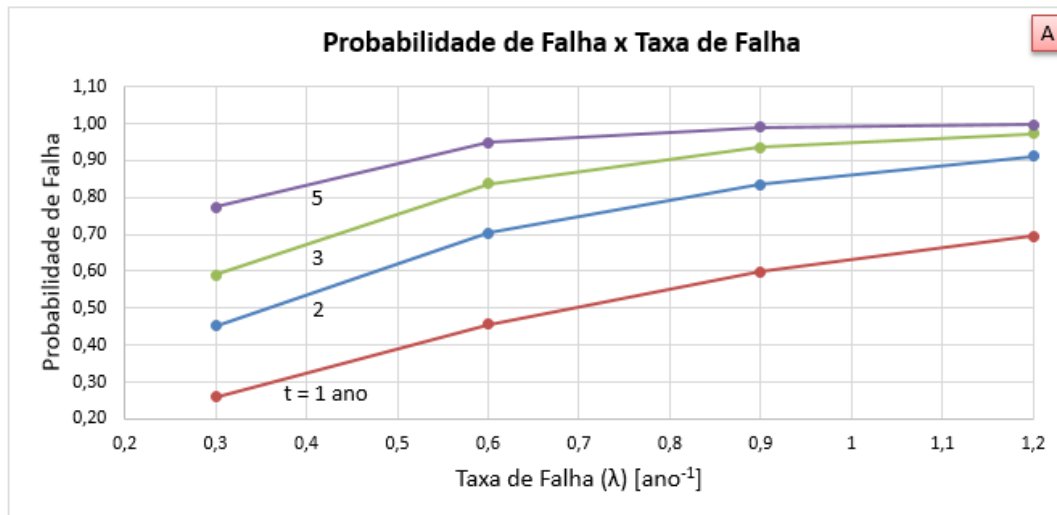


Figura 19. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para um elemento, nos anos 1, 2, 3 e 5.

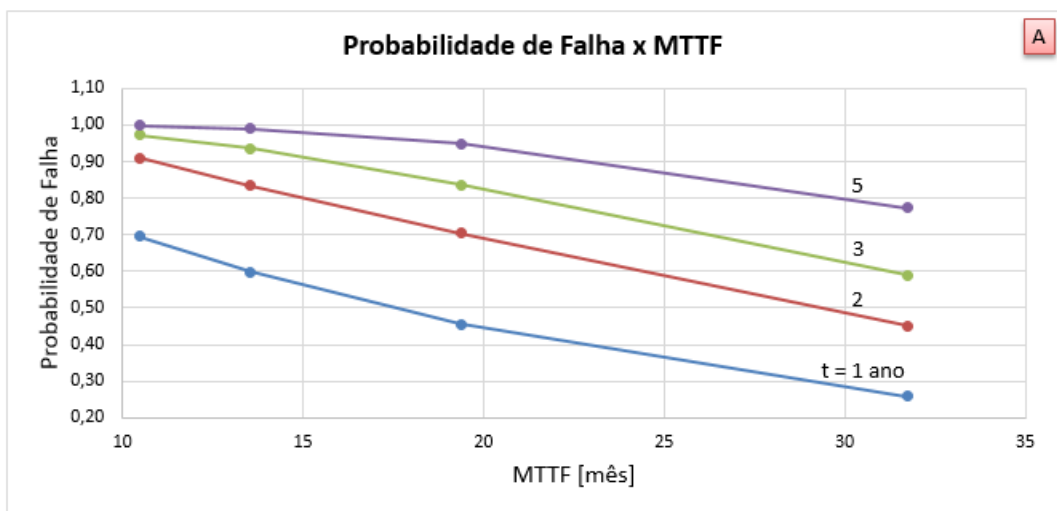
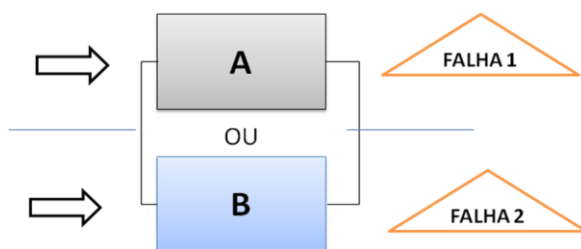


Figura 20. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para um elemento, nos anos 1, 2, 3 e 5.

II. Dois Elementos em Paralelo



Afim de validar o programa, utilizou-se a Teoria da Confiabilidade e da Probabilidade com o objetivo de comparar os valores encontrados através da simulação de Monte Carlo com os resultados encontrados pela Teoria. Primeiramente foi feito um cálculo para o caso de dois elementos de barreira em paralelo. De acordo com a teoria, a Confiabilidade do sistema pode ser calculada por:

$$R(t) = p(A).p(B/A) \quad (1)$$

onde $p(A)$ é a probabilidade do elemento A não falhar no tempo t e $p(B/A)$ é a probabilidade do elemento B não falhar no tempo t , condicionado a que o elemento A não tenha falhado. Isto equivale a afirmar que o sistema ficará íntegro, se ambos os elementos ficarem íntegros durante o tempo t . Considerando que a probabilidade do elemento B falhar é independente do estado do elemento A. Usando a Distribuição de Poisson, temos a seguinte equação:

$$R(t) = \exp(-\lambda_A t) \cdot \exp(-\lambda_B t) = \exp[-(\lambda_A + \lambda_B)t] \quad (2)$$

onde λ_A e λ_B são as taxas de falha dos elementos A e B, respectivamente, e t é o tempo. Daqui pode ser calculado o tempo médio até à falha do sistema:

$$MTTF = 1 / (\lambda_A + \lambda_B) \quad (3)$$

Por exemplo, se as taxas de falha dos elementos forem iguais a $\lambda_A = 0,3$ [ano^{-1}] e $\lambda_B = 0,6$ [ano^{-1}], o tempo médio até a falha do sistema será de 1,1 anos, próximo de 14 meses. O valor encontrado pela simulação de Monte Carlo foi de exatamente de 14 meses. A taxa de falha do sistema (λ_{AB}) corresponde ao inverso do $MTTF_{\text{SISTEMA}}$, sendo igual a $0,9$ [ano^{-1}]. A confiabilidade $R(1 \text{ ano})$ é igual a $0,41$. $R(1 \text{ ano}) = 1 - P(1 \text{ ano}) = 1 - 0,59 = 0,41$

Tabela 16. Probabilidade de Falha e MTTF para dois elementos em paralelo.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando λ_A ($\lambda_B = 0,6$) [ano^{-1}]				Variando λ_A ($\lambda_B = 0,6$) [ano^{-1}]			
	0,3	0,6	0,9	1,2	10000			
12 1 ano	5918	7034	7734	8341	5,9E-01	7,0E-01	7,7E-01	8,3E-01
24 2 anos	8379	9095	9531	9749	8,4E-01	9,1E-01	9,5E-01	9,7E-01
36 3 anos	9326	9695	9905	9968	9,3E-01	9,7E-01	9,9E-01	1,0E+00
60 5 anos	9873	9968	9997	9999	9,9E-01	1,0E+00	1,0E+00	1,0E+00
MTTF [mês]								
	14	10	9	7				

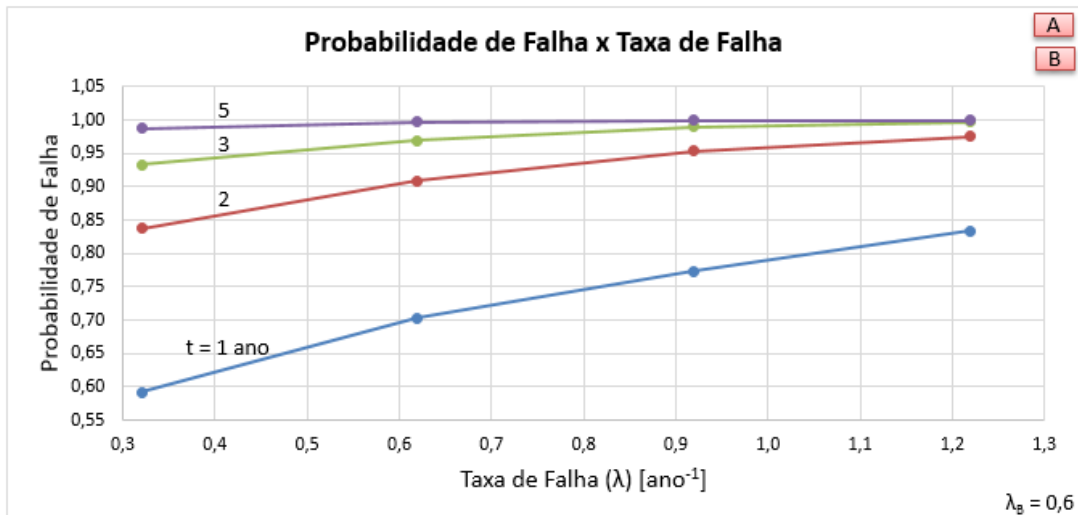


Figura 21. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para dois elementos em paralelo, nos anos 1, 2, 3 e 5.

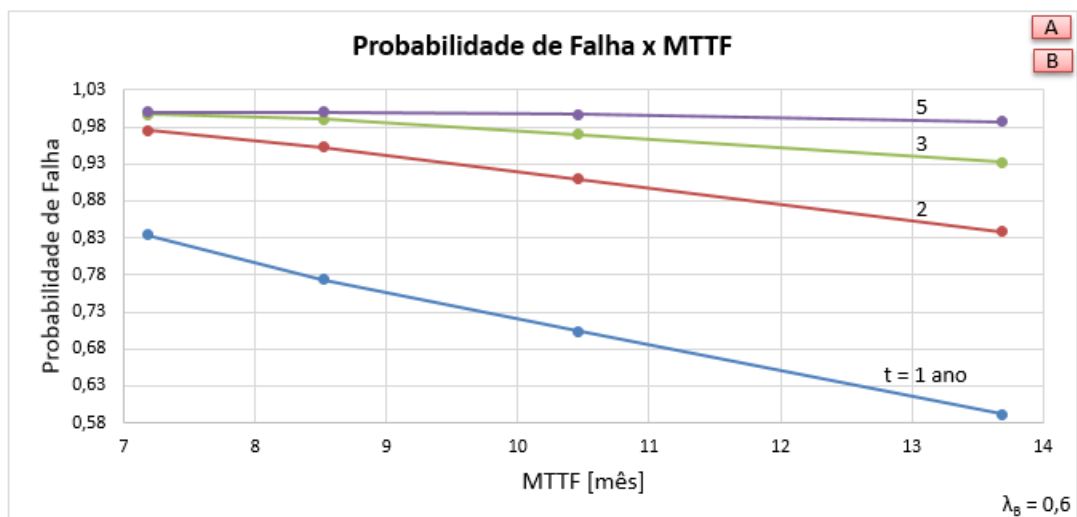


Figura 22. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para dois elementos em paralelo, nos anos 1, 2, 3 e 5.

III. Dois Elementos em Série



Afim de validar o programa utilizou-se, novamente, a Teoria da Confiabilidade e da Probabilidade com o objetivo de comparar os valores encontrados através da simulação de Monte Carlo com os resultados encontrados

pela Teoria. Neste caso, o cálculo foi feito para dois elementos de barreiras em série. De acordo com a teoria, a Confiabilidade ou a Probabilidade de o sistema não falhar no tempo t pode ser calculado por:

$$R(t) = 1 - p(A \cap B) = 1 - [1 - p(A)] \cdot [1 - p(B)] \quad (1)$$

onde $p(A)$ é a probabilidade do elemento A não falhar no tempo t e $p(B)$ é a probabilidade do elemento B não falhar no tempo t . Como os elementos são independentes, a probabilidade condicionada é igual à probabilidade inicial. Isto equivale a afirmar que o sistema ficará íntegro, se pelo menos um dos elementos ficar íntegro durante o tempo t . Considerando que a probabilidade do elemento B falhar é independente do estado do elemento A. Aplicando Poisson, temos:

$$R(t) = 1 - [1 - \exp(-\lambda_A t)] \cdot [1 - \exp(-\lambda_B t)] \quad (2)$$

$$R(t) = \exp(-\lambda_A t) + \exp(-\lambda_B t) - \exp[-(\lambda_A + \lambda_B)t] \quad (3)$$

onde λ_A e λ_B são as taxas de falha dos elementos A e B, respectivamente, e t é o tempo. Daqui pode ser calculado o tempo médio até à falha do sistema:

$$MTTF = 1/\lambda_A + 1/\lambda_B - 1 / (\lambda_A + \lambda_B) \quad (4)$$

Por exemplo, se as taxas de falha dos elementos forem iguais a $\lambda_A = 0,3$ [ano⁻¹] e $\lambda_B = 0,6$ [ano⁻¹], o tempo médio até a falha do sistema será de aproximadamente 3,9 anos ou 47 meses. O valor encontrado pela simulação de Monte Carlo foi de exatamente 47 meses. A taxa de falha do sistema (λ_{AB}) corresponde ao inverso do $MTTF_{\text{SISTEMA}}$, sendo igual a 0,26 [ano⁻¹]. A confiabilidade $R(1 \text{ ano})$ é igual a 0,985. $R(1 \text{ ano}) = 1 - P(1 \text{ ano}) = 1 - 0,015 = 0,985$.

Tabela 17. Probabilidade de Falha e MTTF para dois elementos em série.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando λ_A ($\lambda_B = 0,6$) [ano ⁻¹]				Variando λ_A ($\lambda_B = 0,6$) [ano ⁻¹]			
	0,3	0,6	0,9	1,2	10000			
12 1 ano	1178	2035	2640	3132	1,2E-01	2,0E-01	2,6E-01	3,1E-01
24 2 anos	3164	4892	5851	6345	3,2E-01	4,9E-01	5,9E-01	6,3E-01
36 3 anos	4921	7047	7831	8119	4,9E-01	7,0E-01	7,8E-01	8,1E-01
60 5 anos	7360	9072	9386	9494	7,4E-01	9,1E-01	9,4E-01	9,5E-01
MTTF [mês]								
	47	30	26	24				

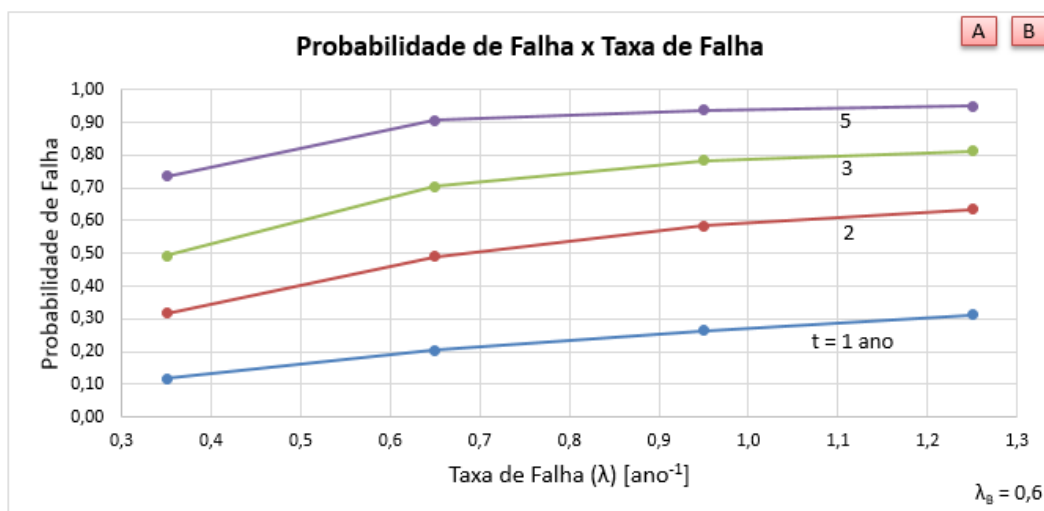


Figura 23. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para dois elementos em série, nos anos 1, 2, 3 e 5.

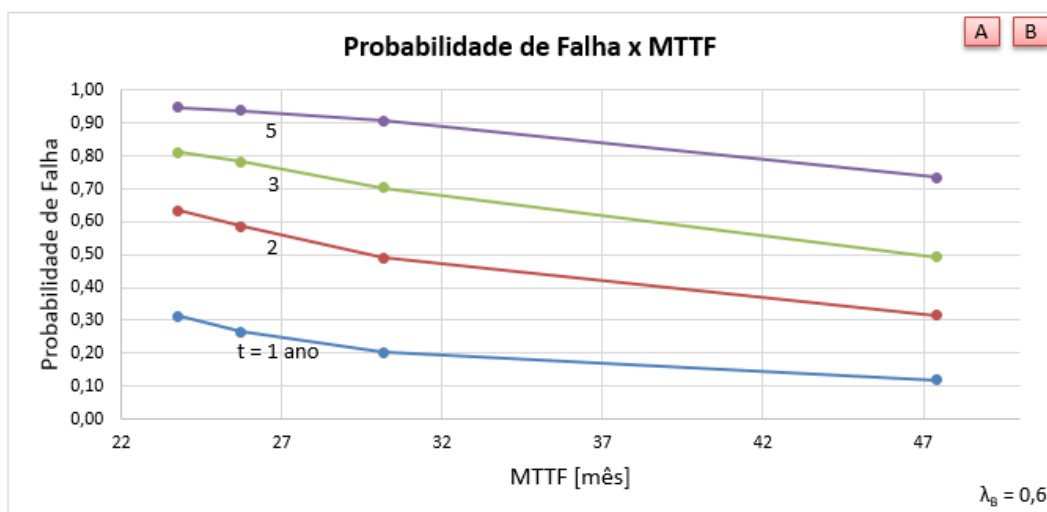


Figura 24. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para dois elementos em série, nos anos 1, 2, 3 e 5.

IV. Três Elementos

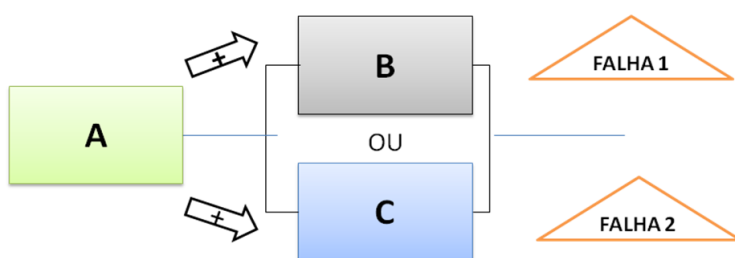


Tabela 18. Probabilidade de Falha e MTTF para três elementos.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando λ_A ($\lambda_B = \lambda_C = 0,6$) [ano^{-1}]				Variando λ_A ($\lambda_B = \lambda_C = 0,6$) [ano^{-1}]			
	0,3	0,6	0,9	1,2	10000			
12 1 ano	282	519	778	1029	2,8E-02	5,2E-02	7,8E-02	1,0E-01
24 2 anos	571	1034	1487	1973	5,7E-02	1,0E-01	1,5E-01	2,0E-01
36 3 anos	834	1544	2176	2820	8,3E-02	1,5E-01	2,2E-01	2,8E-01
60 5 anos	1360	2380	3349	4241	1,4E-01	2,4E-01	3,3E-01	4,2E-01
MTTF [mês]								
	57	53	50	47				

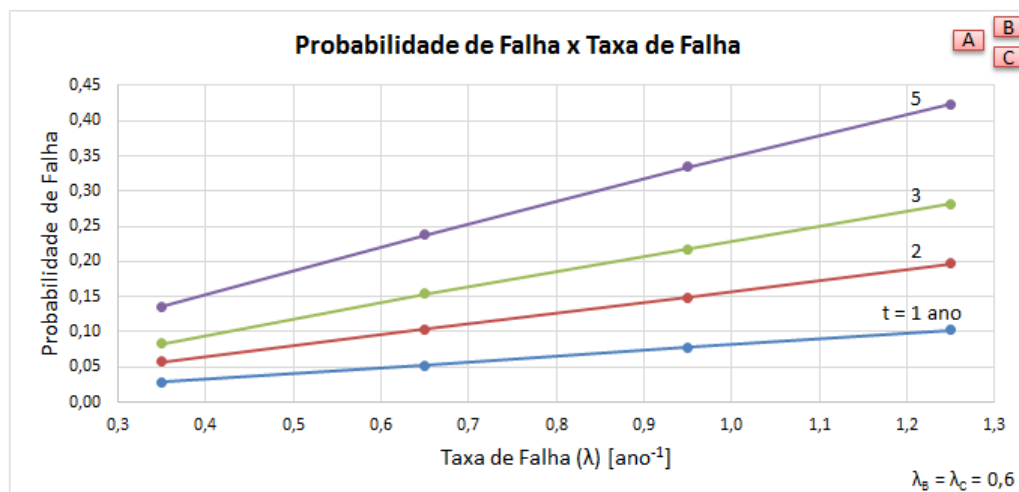
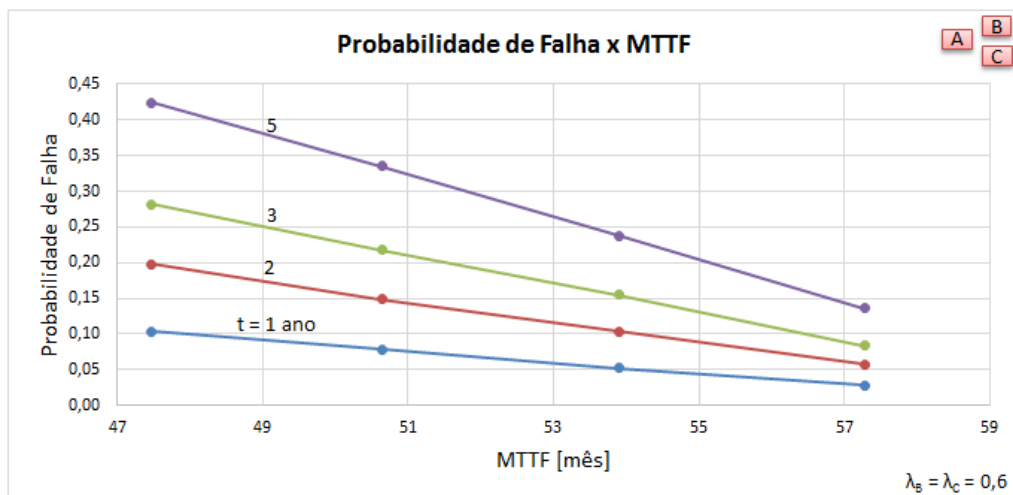
**Figura 25.** Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para três elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.

Figura 26. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para três elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.

V. Cinco Elementos

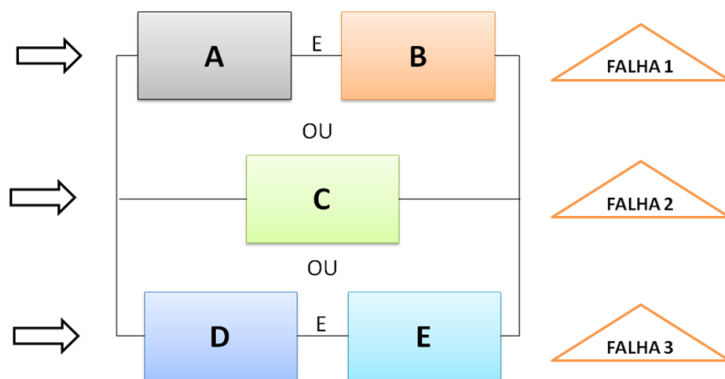


Tabela 19. Probabilidade de Falha e MTTF para cinco elementos.

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando λ_A ($\lambda_B = \lambda_C = \lambda_D = \lambda_E = 0,6$) [ano^{-1}]				Variando λ_A ($\lambda_B = \lambda_C = \lambda_D = \lambda_E = 0,6$) [ano^{-1}]			
mês		0,3	0,6	0,9	1,2	10000			
12	1 ano	4726	4742	4844	4937	4,7E-01	4,7E-01	4,8E-01	4,9E-01
24	2 anos	7218	7280	7386	7444	7,2E-01	7,3E-01	7,4E-01	7,4E-01
36	3 anos	8551	8613	8638	8709	8,6E-01	8,6E-01	8,6E-01	8,7E-01
60	5 anos	9562	9647	9653	9666	9,6E-01	9,6E-01	9,7E-01	9,7E-01
		MTTF [mês]							
		18	18	18	18				

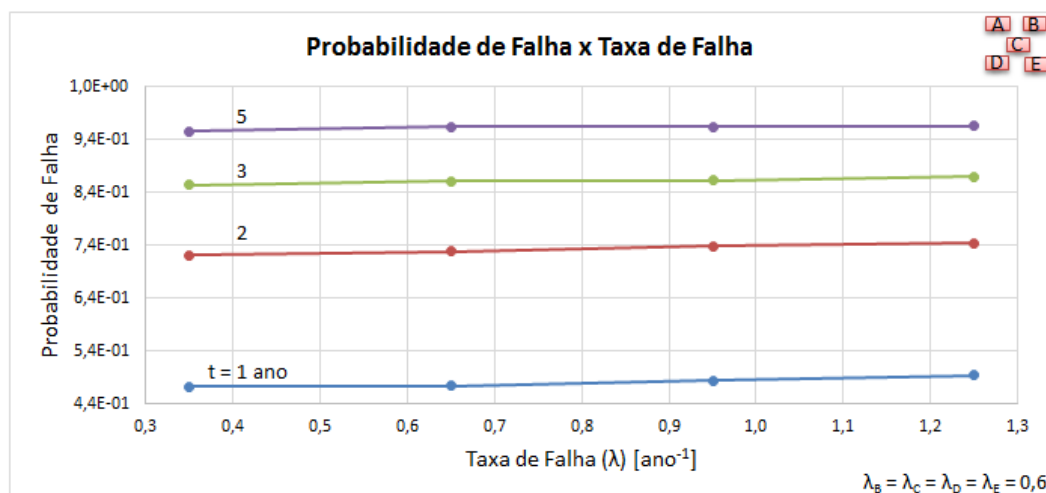


Figura 27. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, para cinco elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.

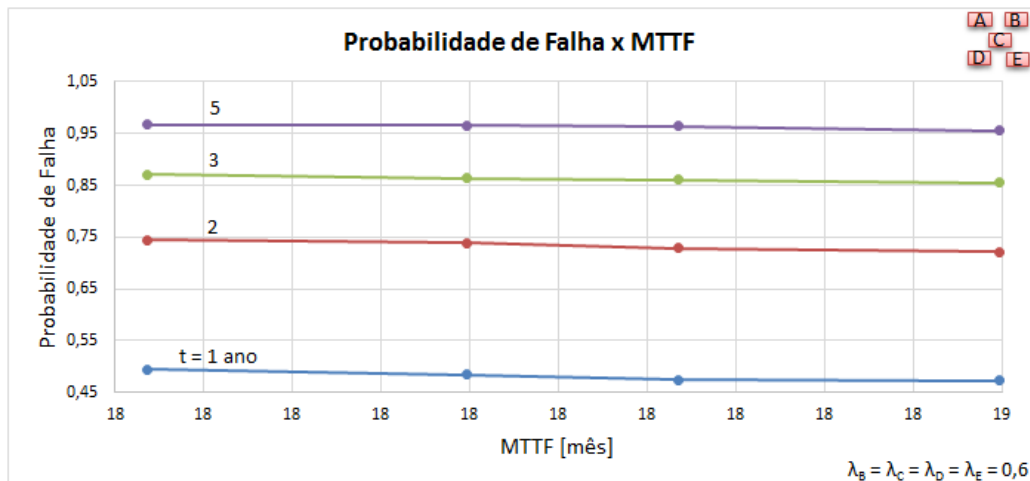


Figura 28. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, para cinco elementos, nos anos 1, 2, 3 e 5.

Através das análises de Probabilidade de Falha para as configurações de I a IV, como pode ser observado na Figura 29, abaixo, foi possível comprovar que:

I - Um Elemento				II - Dois Elementos em Paralelo			
MTTF [mês]				MTTF [mês]			
32	19	14	10	14	10	9	7
III - Dois Elementos em Série				IV - Três Elementos			
MTTF [mês]				MTTF [mês]			
59	57	55	53	57	53	50	47
V - Cinco Elementos							
MTTF [mês]							
18	18	18	18				

Figura 29. Valores do MTTF para os cinco casos estudados.

- Quanto > Taxa de Falha > Probabilidade de Falha
- Quanto > MTTF < Probabilidade de Falha
- Quanto > Taxa de Falha < MTTF

Fazendo uma comparação entre os casos de I a V, pôde-se observar que o caso I (Um elemento) tem menor probabilidade de falha do que o caso II (Dois elementos em paralelo). E o caso III (Dois elementos em série) tem menor probabilidade de falha do que os casos I (Um elemento) e II (Dois elementos em paralelo). No caso IV (Três elementos) observa-se que a probabilidade de falha é

apenas um pouco maior do que no caso III (Dois elementos em série). Já no caso V (Cinco elementos) a probabilidade de falha é maior do que nos casos I, III e IV. Interessante comentar que no caso V os valores do MTTF não se alteraram. Isso prova que, variando apenas a taxa de falha de A, não influencia na mudança de probabilidade de falha do sistema como um todo. Temos então que, a ordem de probabilidade de falha para os cinco casos é:

Caso II > Caso V > Caso I > Caso IV > Caso III.

5.2. Simulador criado

ANEXO A

5.3. Dados utilizados

Com relação aos dados utilizados, devido à dificuldade de obter valores de taxas de falha de elementos de barreira para poços reais, assumiu-se uma aproximação de forma a poder obter resultados numéricos. Através desses valores, utilizando o Método de Monte Carlo, no Excel, e a Distribuição de Poisson, foi possível criar um simulador para calcular a probabilidade de falha do sistema estudado em diferentes períodos de tempo. Sendo a Confiabilidade ($1 - \text{Probabilidade}$) foi possível calculá-la também. Seguem, abaixo, os dados iniciais utilizados:

Tabela 20. Taxas de falha utilizadas para os elementos de barreira do sistema.

Nº	ELEMENTO	TAXA DE FALHA λ	UNIDADE
1	PACKER	0.167	falha/ano ou [ano ⁻¹]
2	CIMENTO	0.125	falha/ano ou [ano ⁻¹]
3	TSR	0.1	falha/ano ou [ano ⁻¹]
4a	TUBING (up) - parede da coluna de produção	0.05	falha/ano ou [ano ⁻¹]
4b	TUBING (low) - parede da coluna de produção	0.05	falha/ano ou [ano ⁻¹]
5	CASING - revestimento de produção	0.067	falha/ano ou [ano ⁻¹]
6	DHSV	0.5	falha/ano ou [ano ⁻¹]
7	PACK OFF	0.25	falha/ano ou [ano ⁻¹]
8	TUBING HANGER (TH)	0.1	falha/ano ou [ano ⁻¹]
9	MASTER VALVE (MV)	0.2	falha/ano ou [ano ⁻¹]

6 Análise de Resultados

A partir do diagrama de barreiras pôde-se obter os possíveis caminhos de vazamentos entre o reservatório e meio ambiente. Neste trabalho foi feito o estudo de um sistema de barreiras (CSB) baseado em onze possíveis caminhos diferentes, como pode ser observado nas Figuras 30 e 31:

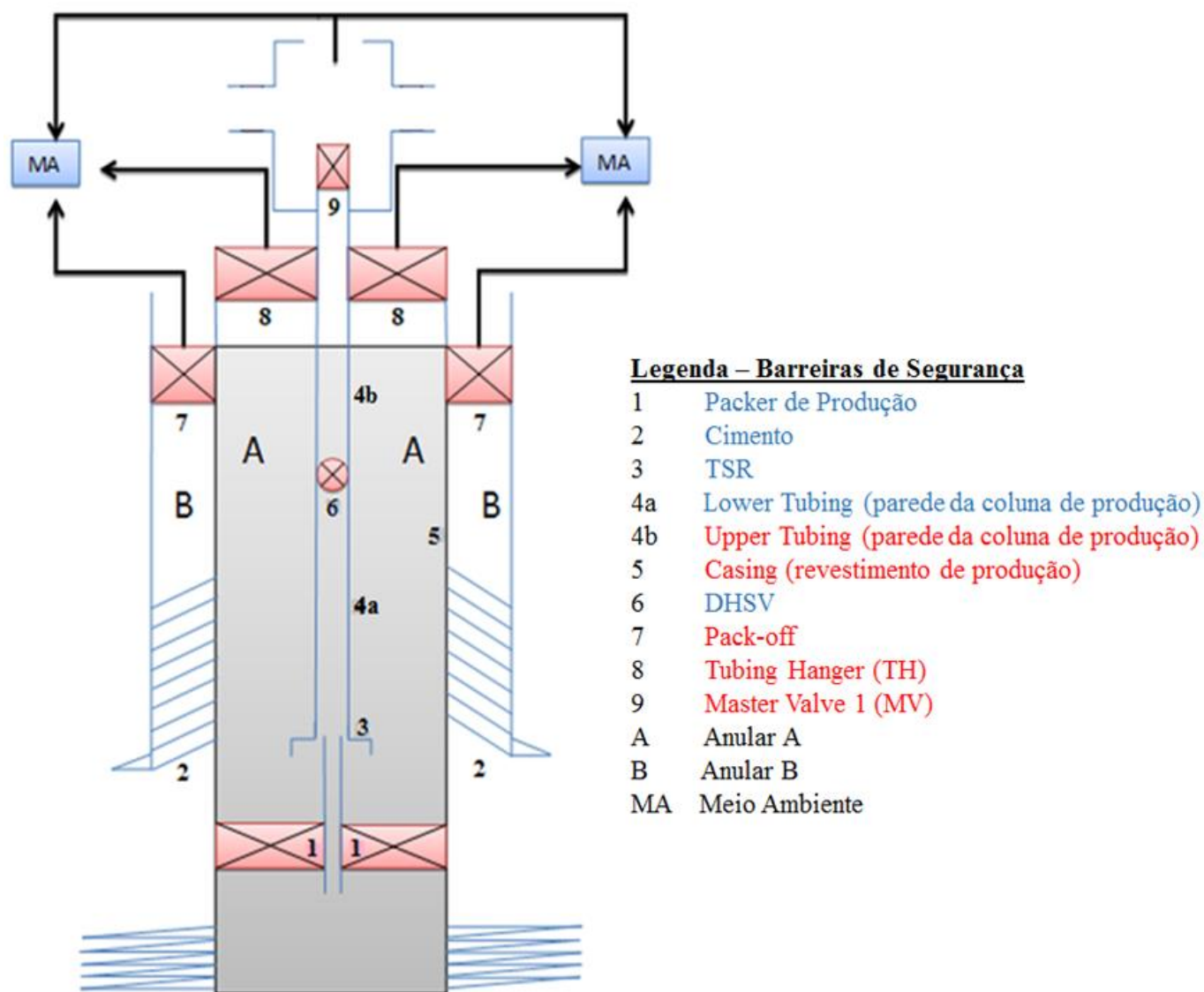


Figura 30. Diagrama de barreiras utilizado para o sistema, com os elementos de barreira devidamente identificados.

Direção: **Reservatório => Meio Ambiente**

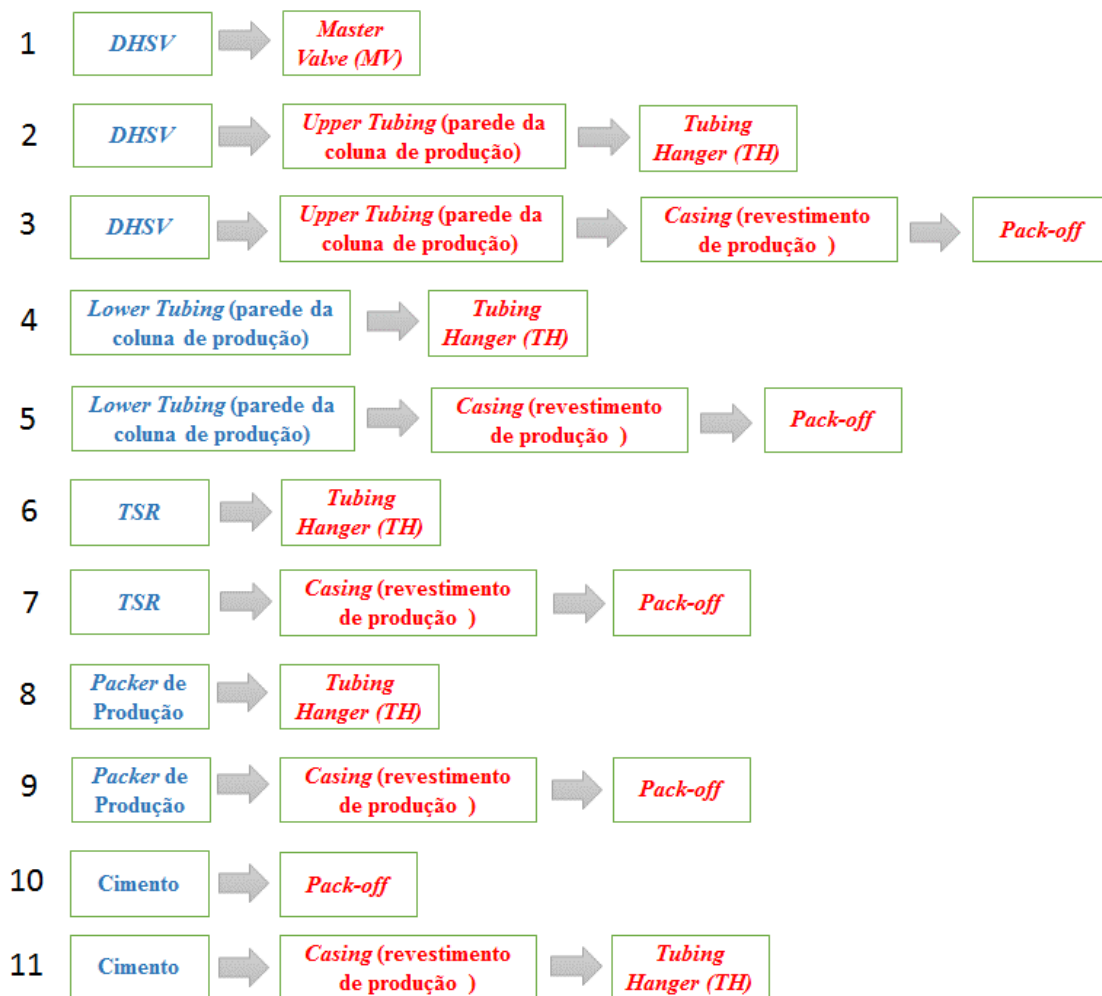


Figura 31. Diferentes caminhos estudados que compõem o sistema de barreiras.

Na tentativa de verificar a importância de determinados elementos de barreira no sistema, foram feitos estudos individuais para os seguintes elementos:

Packer (taxa 1), *TSR* (taxa 3), *Revestimento* (taxa 5), *DHSV* (taxa 6), *Pack off* (taxa 7), *Tubing Hanger* (taxa 8) e *Master Valve* (taxa 9)

Para cada estudo, a finalidade foi variar as taxas de falha do elemento em questão, utilizando quatro valores distintos, mas mantendo constante as taxas de falha dos demais elementos do sistema. Dessa forma, o objetivo era comparar se essa variação alteraria de forma significativa ou não a confiabilidade desse sistema de barreiras. Os resultados dessa análise podem ser observados a seguir.

6.1. Caso 1: Variando taxa de falha do *Packer* de Produção (taxa 1)

Tabela 21. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do *Packer*.

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando $\lambda_1 = \lambda_{\text{PACKER}}$ [ano ⁻¹]				Variando $\lambda_1 = \lambda_{\text{PACKER}}$ [ano ⁻¹]			
mês		0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12	1 ano	133	147	153	185	1,3E-02	1,5E-02	1,5E-02	1,9E-02
24	2 anos	273	279	288	369	2,7E-02	2,8E-02	2,9E-02	3,7E-02
36	3 anos	383	399	442	566	3,8E-02	4,0E-02	4,4E-02	5,7E-02
60	5 anos	627	642	734	936	6,3E-02	6,4E-02	7,3E-02	9,4E-02
		MTTF [mês]							
		59	59	59	58				

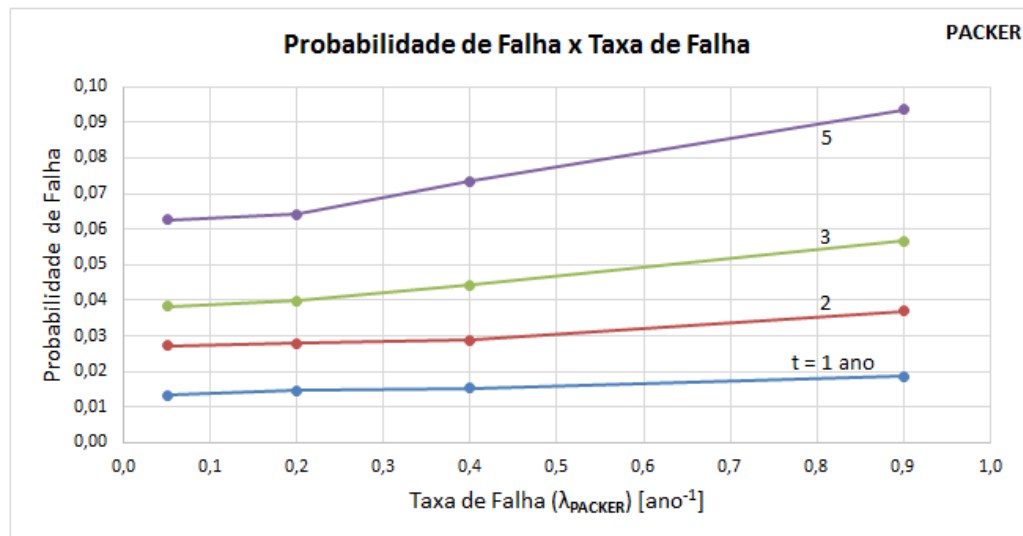


Figura 32. Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{PACKER} nos anos 1, 2, 3 e 5.

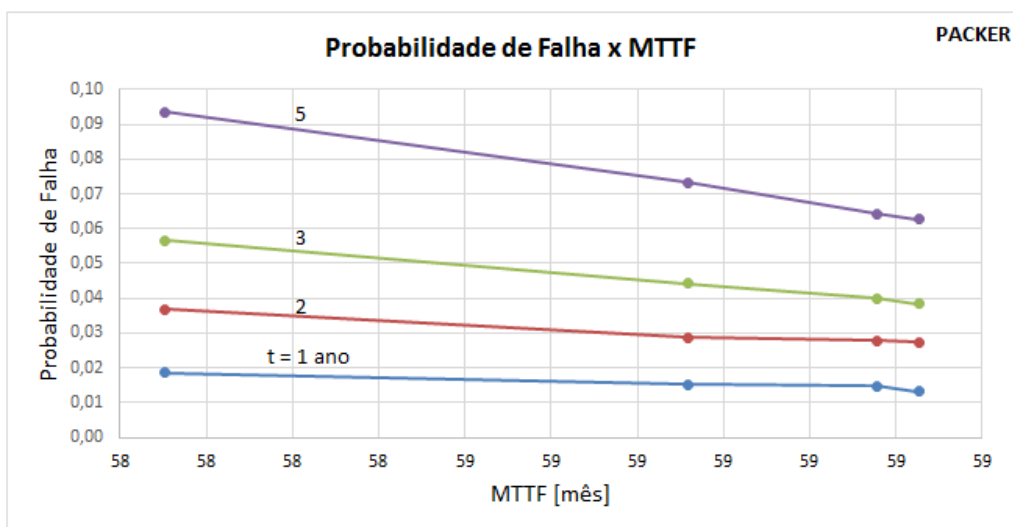


Figura 33. Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{PACKER} nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do *Packer*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve apenas um pequeno aumento no sistema como um todo. Sendo que, nos anos 3 e 5, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9 esse aumento foi maior que nos demais.
- ⇒ MTTF: não houve praticamente nenhuma alteração no sistema, apenas uma ligeira mudança para a taxa de 0,9.

6.2. Caso 2: Variando taxa de falha do *TSR* (taxa 3)

Tabela 22. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do *TSR*.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando $\lambda_3 = \lambda_{TSR} [\text{ano}^{-1}]$				Variando $\lambda_3 = \lambda_{TSR} [\text{ano}^{-1}]$			
	0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12 1 ano	123	142	166	186	1,2E-02	1,4E-02	1,7E-02	1,9E-02
24 2 anos	257	264	318	384	2,6E-02	2,6E-02	3,2E-02	3,8E-02
36 3 anos	360	413	471	563	3,6E-02	4,1E-02	4,7E-02	5,6E-02
60 5 anos	617	668	789	933	6,2E-02	6,7E-02	7,9E-02	9,3E-02
MTTF [mês]								
	59	59	59	58				

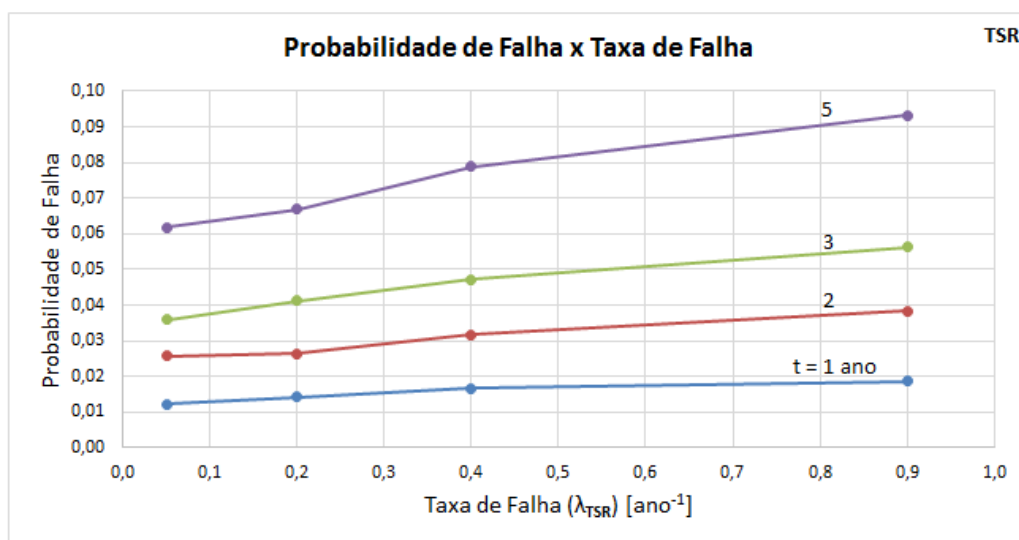


Figura 34. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{TSR} nos anos 1, 2, 3 e 5.

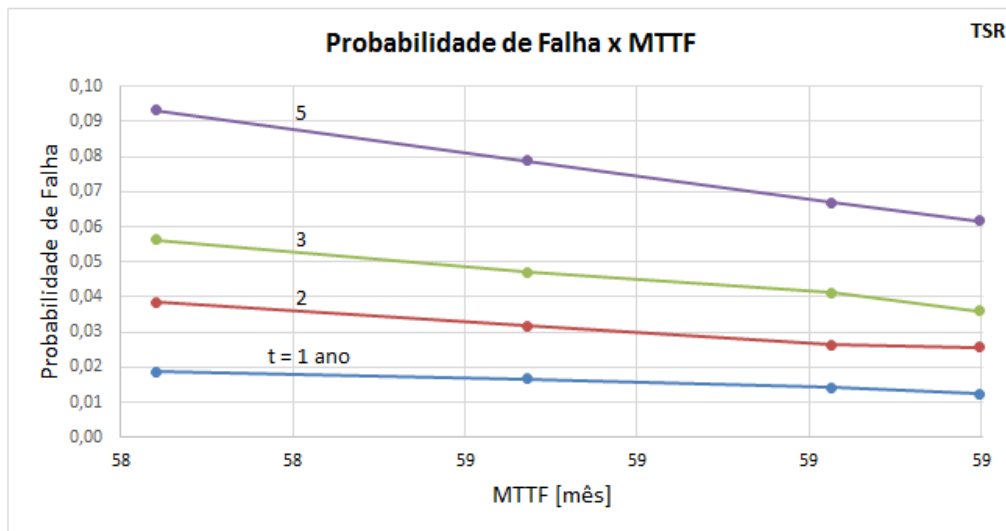


Figura 35. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{TSR} nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do *TSR*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve apenas um pequeno aumento no sistema como um todo. Sendo que, no ano 5, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9 esse aumento foi consideravelmente maior que nos demais.
- ⇒ MTTF: não houve praticamente nenhuma alteração no sistema, apenas uma ligeira mudança para a taxa de 0,9.

6.3. Caso 3: Variando taxa de falha do Revestimento - *Casing* (taxa 5)

Tabela 23. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do Revestimento.

Número de Falhas em 10000 histórias					Probabilidade de Falhas em 10000 histórias				
Variando $\lambda_5 = \lambda_{CASING}$ [ano ⁻¹]					Variando $\lambda_5 = \lambda_{CASING}$ [ano ⁻¹]				
					10000				
mês	0,05	0,2	0,4	0,9	1,3E-02	1,3E-02	1,3E-02	1,5E-02	
12 1 ano	127	133	131	148	2,7E-02	2,7E-02	2,8E-02	3,0E-02	
24 2 anos	269	274	284	299	3,9E-02	4,1E-02	4,2E-02	4,5E-02	
36 3 anos	391	408	424	448	6,5E-02	6,7E-02	6,7E-02	7,0E-02	
60 5 anos	645	671	666	696					
MTTF [mês]									
	59	59	59	59					

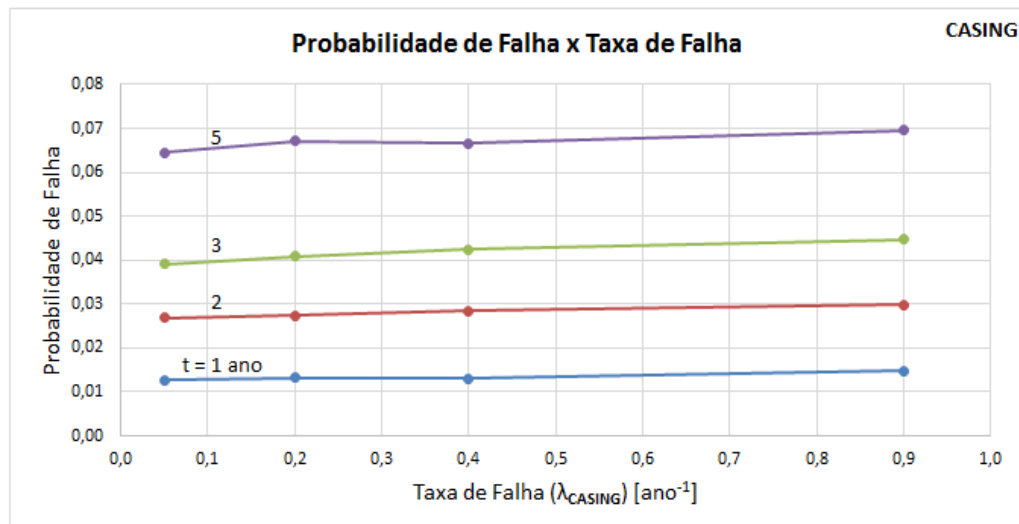


Figura 36. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a $\lambda_{REVESTIMENTO}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.

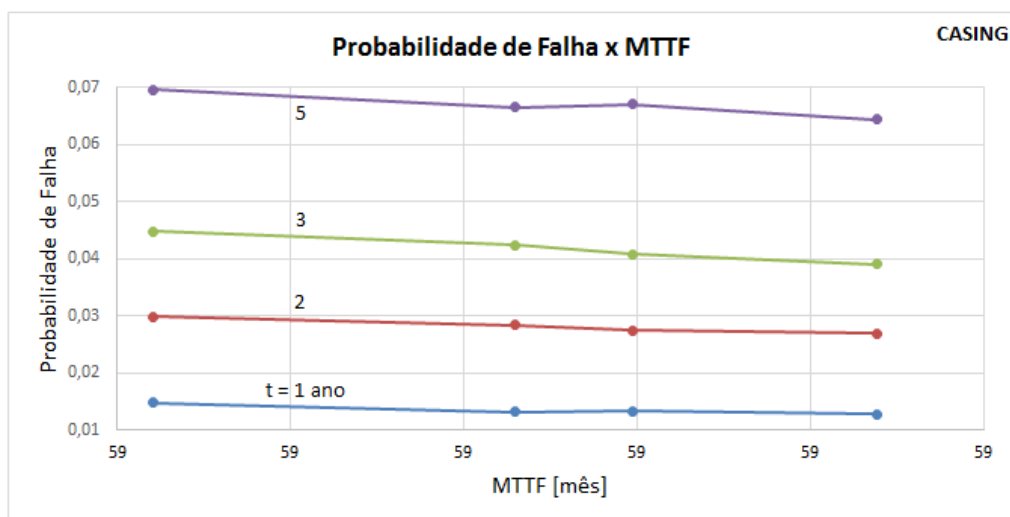


Figura 37. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a $\lambda_{REVESTIMENTO}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do Revestimento, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve apenas um pequeno aumento no sistema como um todo.
- ⇒ MTTF: não houve nenhuma alteração no sistema.

6.4. Caso 4: Variando taxa de falha da *DHSV* (taxa 6)

Tabela 24. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha da *DHSV*.

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$				Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$			
mês		0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12	1 ano	51	84	100	201	5,1E-03	8,4E-03	1,0E-02	2,0E-02
24	2 anos	108	167	206	408	1,1E-02	1,7E-02	2,1E-02	4,1E-02
36	3 anos	154	240	334	605	1,5E-02	2,4E-02	3,3E-02	6,1E-02
60	5 anos	271	375	568	973	2,7E-02	3,8E-02	5,7E-02	9,7E-02
		MTTF [mês]							
		60	60	59	58				

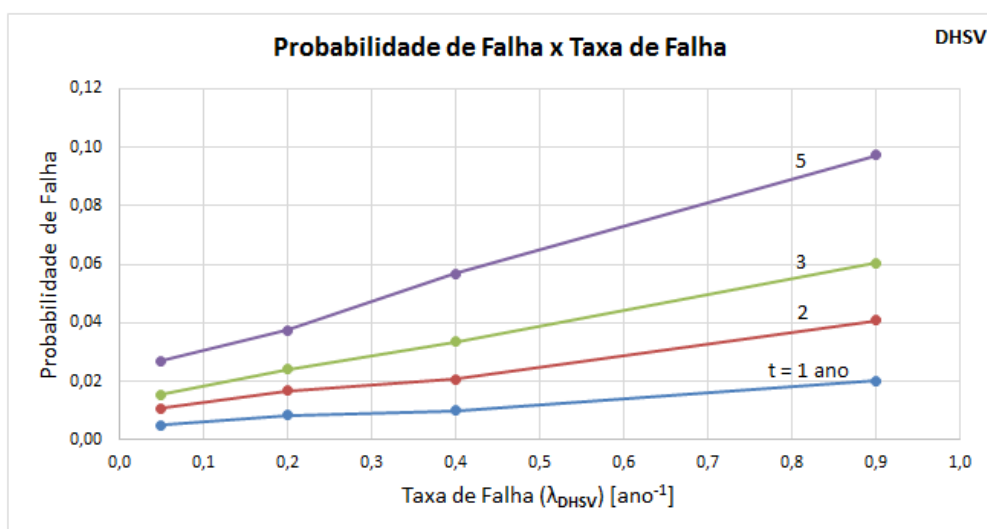


Figura 38. Gráfico da Probabilidade em função da Taxa de falha, variando a taxa de falha da *DHSV*, nos anos 1, 2, 3 e 5.

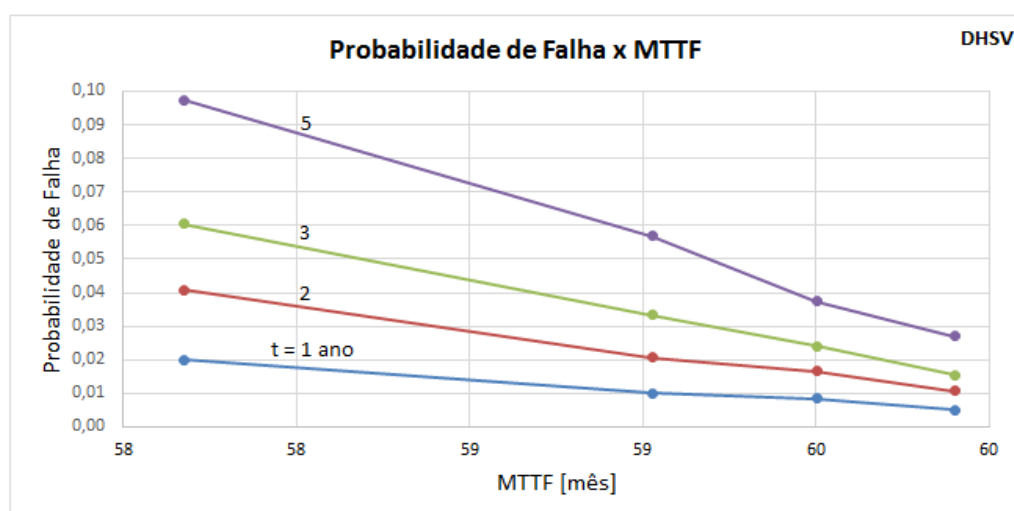


Figura 39. Gráfico da Probabilidade em função do MTTF, variando a taxa de falha da *DHSV*, nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha da *DHSV*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

⇒ Probabilidade de falha: gerou um pequeno aumento no sistema como um todo. Sendo que, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9, esse aumento foi consideravelmente maior para os quatro anos estudados.

⇒ MTTF: houve uma leve alteração no sistema para as taxas de 0,4 e 0,9.

6.5. Caso 5: Variando taxa de falha do *Pack off* (taxa 7)

Tabela 25. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do *Pack off*.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando $\lambda_7 = \lambda_{\text{PACK-OFF}}$ [ano ⁻¹]				Variando $\lambda_7 = \lambda_{\text{PACK-OFF}}$ [ano ⁻¹]			
	0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12 1 ano	137	138	146	214	1,4E-02	1,4E-02	1,5E-02	2,1E-02
24 2 anos	266	269	287	434	2,7E-02	2,7E-02	2,9E-02	4,3E-02
36 3 anos	366	401	457	632	3,7E-02	4,0E-02	4,6E-02	6,3E-02
60 5 anos	580	645	733	994	5,8E-02	6,5E-02	7,3E-02	9,9E-02
MTTF [mês]								
	59	59	59	58				

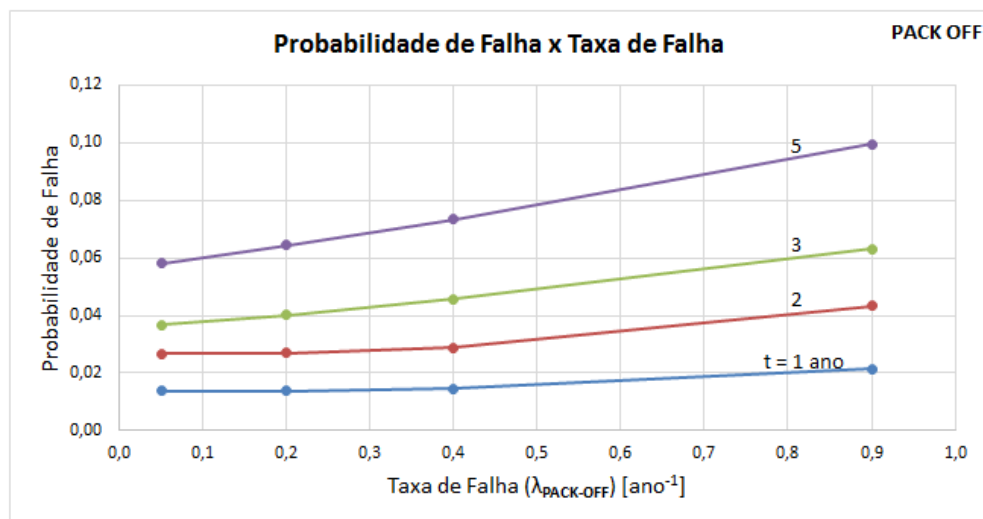


Figura 40. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a $\lambda_{\text{PACK-OFF}}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.

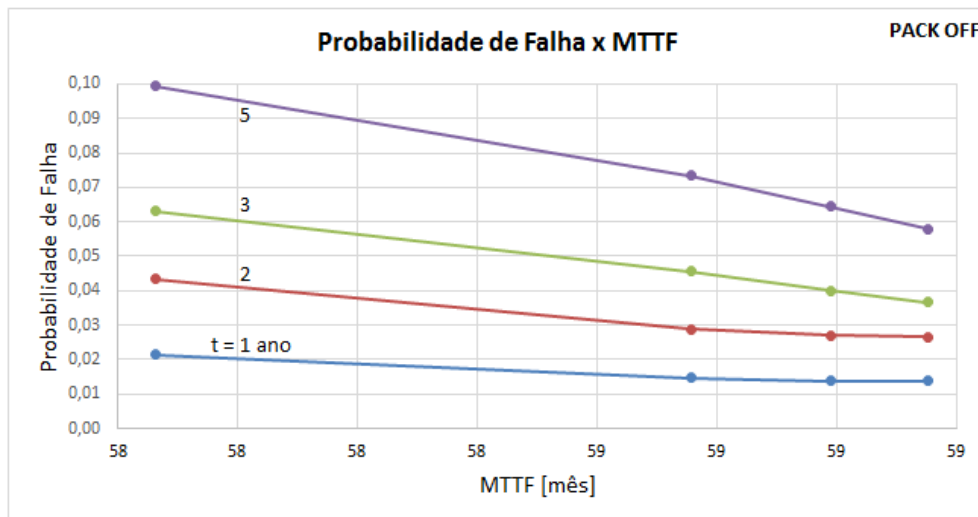


Figura 41. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{PACK_OFF} nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabelas e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do *Pack off*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve um pequeno aumento no sistema como um todo. Sendo que, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9, para os anos 2, 3 e 5, esse aumento foi ainda maior.
- ⇒ MTTF: não houve praticamente nenhuma alteração no sistema, apenas uma ligeira mudança para a taxa de 0,9.

6.6. Caso 6: Variando taxa de falha do *Tubing Hanger* (taxa 8)

Tabela 26. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha do *Tubing Hanger*.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando $\lambda_s = \lambda_{TUBING_HANGER}$ [ano ⁻¹]				Variando $\lambda_s = \lambda_{TUBING_HANGER}$ [ano ⁻¹]			
	0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12 1 ano	108	164	227	329	1,1E-02	1,6E-02	2,3E-02	3,3E-02
24 2 anos	247	322	434	659	2,5E-02	3,2E-02	4,3E-02	6,6E-02
36 3 anos	361	463	658	974	3,6E-02	4,6E-02	6,6E-02	9,7E-02
60 5 anos	583	781	1060	1577	5,8E-02	7,8E-02	1,1E-01	1,6E-01
MTTF [mês]								
	59	59	58	56				

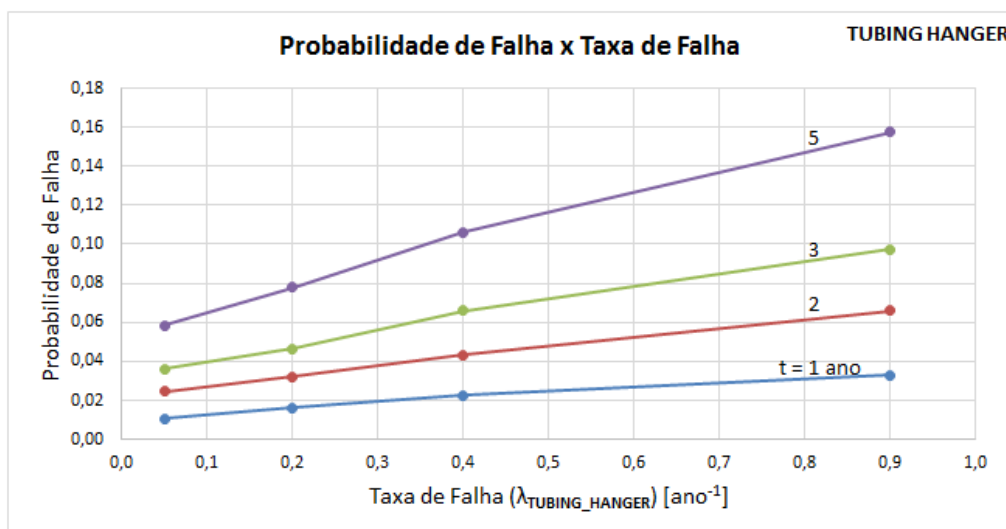


Figura 42. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a λ_{TUBING_HANGER} nos anos 1, 2, 3 e 5.

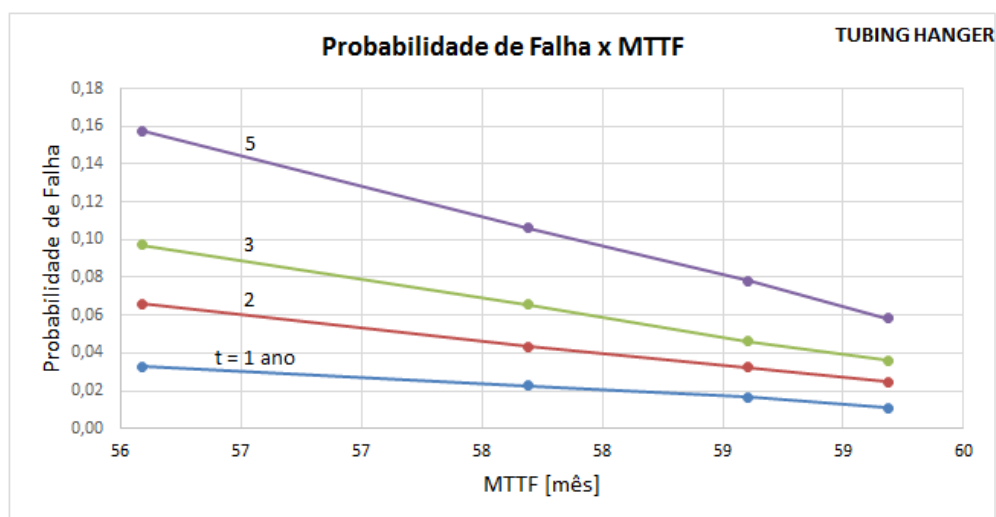


Figura 43. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a λ_{TUBING_HANGER} nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do *Tubing Hanger*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve um aumento bem mais considerável no sistema como um todo. Sendo que, no ano 5, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9 esse aumento foi extremamente maior.
- ⇒ MTTF: houve uma alteração no sistema para a taxa de 0,4 e uma mudança um pouco maior para a taxa 0,9.

6.7. Caso 7: Variando taxa de falha da *Master Valve* (taxa 9)

Tabela 27. Probabilidade de Falha e MTTF variando a taxa de falha da *Master Valve*.

mês	Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
	Variando $\lambda_9 = \lambda_{\text{MASTER_VALVE}}$ [ano ⁻¹]				Variando $\lambda_9 = \lambda_{\text{MASTER_VALVE}}$ [ano ⁻¹]			
	0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
12 1 ano	71	146	194	420	7,1E-03	1,5E-02	1,9E-02	4,2E-02
24 2 anos	157	280	410	821	1,6E-02	2,8E-02	4,1E-02	8,2E-02
36 3 anos	231	397	628	1200	2,3E-02	4,0E-02	6,3E-02	1,2E-01
60 5 anos	358	663	1004	1896	3,6E-02	6,6E-02	1,0E-01	1,9E-01
MTTF [mês]								
	60	59	58	55				

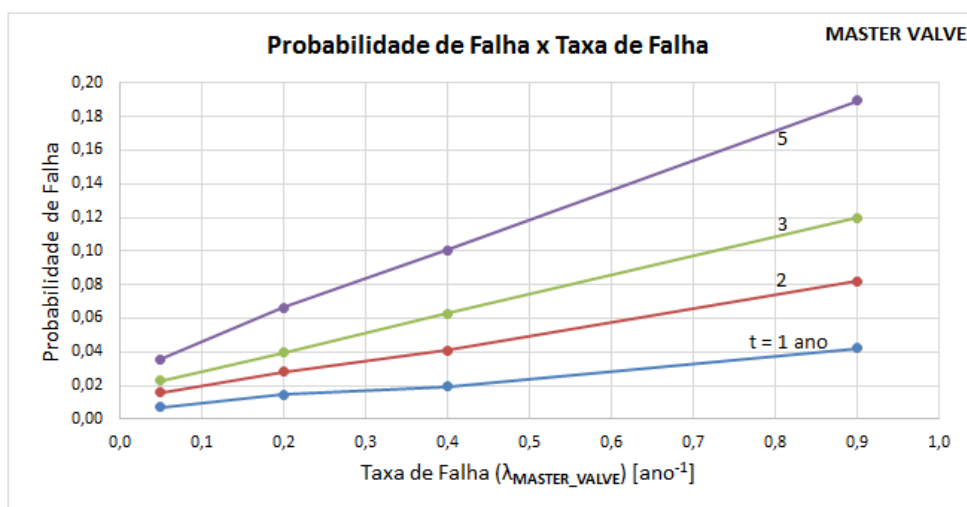


Figura 44. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha, variando a $\lambda_{\text{MASTER_VALVE}}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.

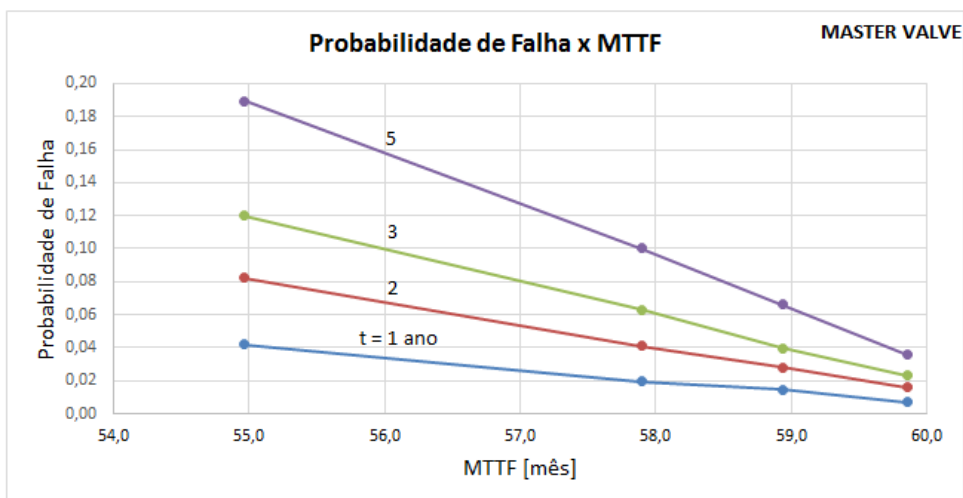


Figura 45. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF, variando a $\lambda_{\text{MASTER_VALVE}}$ nos anos 1, 2, 3 e 5.

De acordo com a tabela e os gráficos acima, ao aumentarmos a taxa de falha do *Master Valve*, nos anos analisados (1, 2, 3 e 5), observou-se que para:

- ⇒ Probabilidade de falha: houve um aumento no sistema bem mais considerável que nos casos estudados anteriormente. Sendo que, ao variar a taxa de 0,4 para 0,9 esse aumento foi extremamente maior, principalmente no ano 5.
- ⇒ MTTF: houve uma alteração bastante razoável no sistema como um todo com uma mudança consideravelmente maior para a taxa de 0,9.

Resumindo

A Figura 46 abaixo mostra, de forma simplificada, a relevância de cada elemento de barreira estudado para o sistema como um todo. É muito importante enfatizar que esse resultado é baseado nas taxas de falha individuais utilizadas para cada elemento de barreira e nos caminhos considerados para vazamento. Portanto, o resultado é válido para este caso específico analisado.

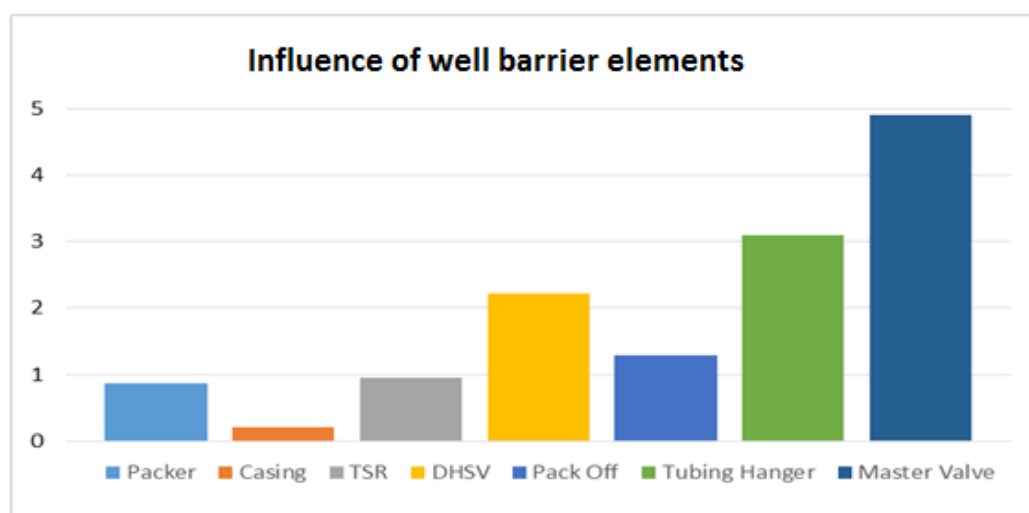


Figura 46. Influência dos elementos de barreira no sistema estudado

6.8. Discretização

Afim de analisar o efeito da discretização utilizada (dias e meses), foi feito um estudo separadamente com a *DHSV*. Concluiu-se que, para os anos analisados (1, 2, 3 e 5), os resultados não tiveram alteração significativa usando um ou outro, ou seja, o gráfico continuou mantendo o mesmo padrão de curva. Seguem, abaixo, os resultados:

MÊS

Tabela 28. Probabilidade de Falha e MTTF para a *DHSV* (MESES).

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$				Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$			
		0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
mês						5,1E-03	8,4E-03	1,0E-02	2,0E-02
12	1 ano	51	84	100	201	1,1E-02	1,7E-02	2,1E-02	4,1E-02
24	2 anos	108	167	206	408	1,5E-02	2,4E-02	3,3E-02	6,1E-02
36	3 anos	154	240	334	605	2,7E-02	3,8E-02	5,7E-02	9,7E-02
60	5 anos	271	375	568	973				
		MTTF [mês]							
		60	60	59	58				

DIA

Tabela 29. Probabilidade de Falha e MTTF para a *DHSV* (DIAS).

		Número de Falhas em 10000 histórias				Probabilidade de Falhas em 10000 histórias			
		Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$				Variando $\lambda_6 = \lambda_{DHSV} [\text{ano}^{-1}]$			
		0,05	0,2	0,4	0,9	10000			
dia						2,0E-04	5,0E-04	4,0E-04	1,1E-03
365	1 ano	2	5	4	11	2,0E-04	8,0E-04	8,0E-04	1,7E-03
730	2 anos	2	8	8	17	2,0E-04	1,2E-03	1,2E-03	2,1E-03
1095	3 anos	2	12	12	21	4,0E-04	1,2E-03	1,2E-03	2,9E-03
1825	5 anos	4	12	12	29				
		MTTF [dia]							
		1826	1825	1825	1823				

MÊS

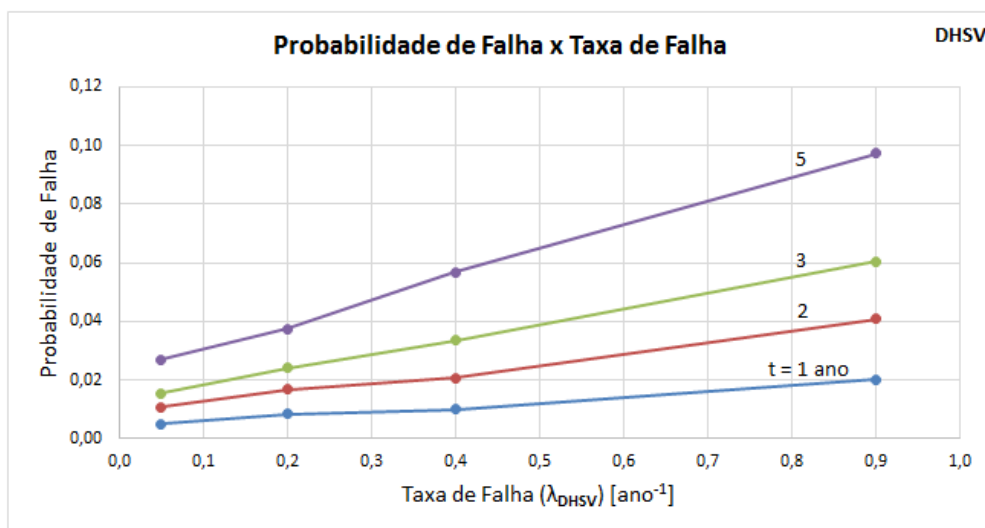


Figura 47. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha para a *DHSV* nos anos 1, 2, 3 e 5 (MESES).

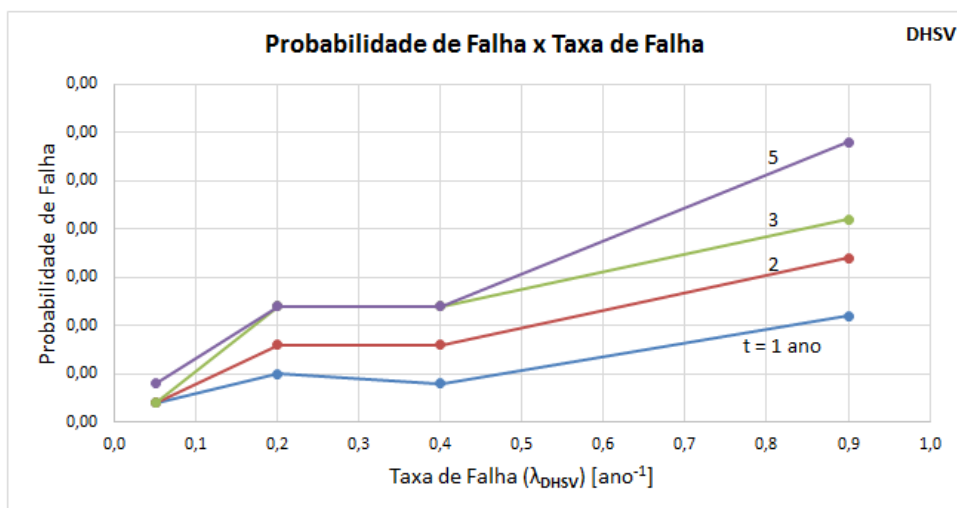
DIA

Figura 48. Gráfico da Probabilidade de Falha em função da Taxa de Falha para a *DHSV* nos anos 1, 2, 3 e 5 (DIAS).

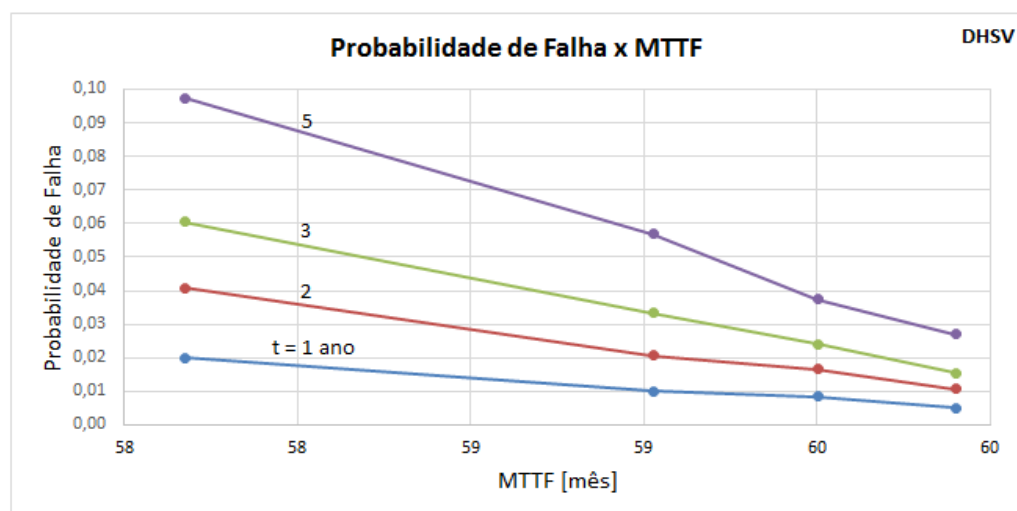
MÊS

Figura 49. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF para a *DHSV* nos anos 1, 2, 3 e 5 (MESES).

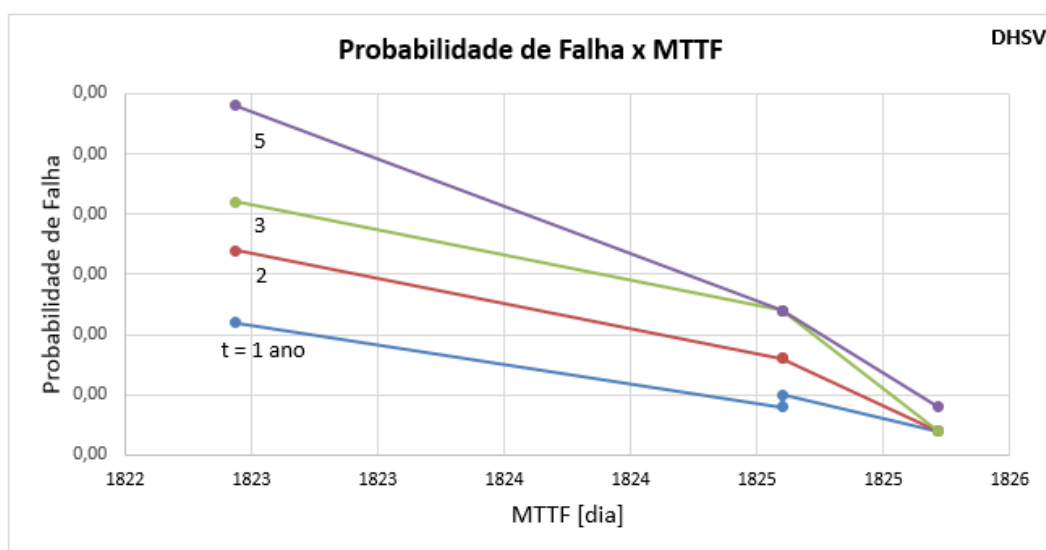
DIA

Figura 50. Gráfico da Probabilidade de Falha em função do MTTF para a *DHSV* nos anos 1, 2, 3 e 5 (DIAS).

7 Conclusão

Neste trabalho foi apresentado o desenvolvimento de um simulador, utilizando o Método de Monte Carlo com o objetivo de realizar análises de confiabilidade de sistemas de barreira de segurança em poços de petróleo.

O programa foi validado através da comparação feita entre os resultados da análise de probabilidade de falha encontrados pela Teoria da Confiabilidade/Probabilidade e pelo Método de Monte Carlo, para dois elementos em série e dois elementos em paralelo. O resultado foi de 47 meses e 14 meses, respectivamente, tanto para a Teoria quanto para o Método validando, assim, a simulação pelo Monte Carlo.

O simulador permitiu determinar a probabilidade de falha, a taxa de falha, a confiabilidade e o MTTF do sistema de barreiras (CSB) como um todo. Para isso, foi utilizado um diagrama de poço desenhado com onze possíveis caminhos de vazamento para o exterior, e taxas de falhas individuais dos elementos de barreira (adotou-se a hipótese de taxas de falha constantes).

Através de algumas análises feitas, na tentativa de verificar a importância de determinados elementos de barreira no sistema, foi possível concluir que para este estudo (utilizando os dados do problema), o *Tubing Hanger* e principalmente a *Master Valve* foram os elementos que causaram maior impacto na probabilidade de falha e, conseqüentemente, na confiabilidade do sistema.

Além disso, foi feita uma análise do efeito da discretização utilizada (meses e dias) com um dos elementos de barreira, a *DHSV*. Conclui-se que, para o período estudado (1, 2, 3 e 5 anos), não houve uma diferença significativa ao usar meses ou dias, ou seja, o gráfico não sofreu alteração em suas curvas.

Sugestão para trabalhos futuros: fazer um estudo da confiabilidade de um sistema de barreiras de segurança levando em conta possíveis variações nas taxas de falha (λ) ao longo do tempo, de forma a poder considerar a curva da banheira como parâmetro de estudo.

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

ACCIOLY, Ricardo de Mello e Silva, 1995. **Análise da duração do tempo de vida de bombas centrífugas submersas**. Dissertação de Mestrado em Engenharia de Produção. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

ALDRIDGE, D., 1997, **Improving subsurface safety valve reliability: a problem/solution approach**. Offshore Magazine

ALVES, André Luiz Rocha, 2012. **Disponibilidade instantânea de poços submarinos durante a fase de produção – visão de segurança operacional**. Pós-Graduação em Engenharia Oceânica, COPPE UFRJ.

ASHHAB, Jamal Al.; AFZAL, Mohamed; EMENIKE, Dr. Cornelius, 2004. **Well Integrity Management System (WIMS)**. ZADCO, United Arab Emirates.

BELLARBY, Johnathan, 2009. **Well Completion Design**. Developments in Petroleum Science.

BIBEK, Das; ROBELLO, Samuel, 2015. **A Model for Well Reliability Analysis throughout the Life of a Well Using Barrier Engineering and Performance**. Halliburton, University of Houston/Bureau Veritas North America, SPE/ IADC-173005-MS.

BRAIKI, Saleh Abdul Samad Al; SAWADI, Obadah S. Al; AFZAL Muhammad; KHAN, Naeem, 2010. **Risk Register and Risk Ranking of Non Integral Wells**. SPE 137630, ZADCO

BRUSAMARELLO, Valner. **Aula 04 - Método de Monte Carlo aplicado a análises de incertezas**.

CAI, B., LIU, Y., LIU, Z., et al, 2012. **Performance evaluation of subsea blowout preventer systems with common-cause failures**. Journal of Petroleum Science and Engineering v. 90-91. Pp. 18-25.

CARDOSO, C.L., 2005. **Petróleo do poço ao posto**. 1, (4.4): 31.

CARVALHO, M. H., 2011. **Simulação do impacto da disponibilidade de sistemas no retorno econômico e produção de petróleo**. Campinas: UNICAMP.

CAVALCA, Katia Lucchesi, 2000. **Confiabilidade em Engenharia**. Campinas: UNICAMP.

CELINO, Karoline Nóbrega. **Cimentação de poços de petróleo**. Curso de Bacharel em Química do Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN

COMPANY, Hydrocarbon Publishing, 2015. **Refinery Power Outage Mitigations**. <http://www.hydrocarbonpublishing.com/ReportP/report13/power.pdf>

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

DANTAS, Maria Aldilene, 2008. **Modelagem de dados de falhas de equipamentos de sub-superfície em poços de petróleo da bacia Potiguar**.

DAVIES, Richard J.; ALMOND, Sam; WARD, Robert S.; JACKSON, Robert B.; ADAMS, Charlotte; WORRALL, Fred; HERRINGSHAW, Liam G.; GLUYAS, John G.; WHITEHEAD, Mark A., 2014. **Oil and Gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation**. Marine and Petroleum Geology 56 (2014) 239-254.

De Oliveira, Raymundo. **Método de Simpson**. Curso de Cálculo Numérico - <http://www.raymundodeoliveira.eng.br/Simpson.htm>

DETHLEFS, J.C.; B. CHASTAIN, Arktis, 2012. **Assessing Well-Integrity Risk: A Qualitative Model**. SPE142854, ConocoPhillips.

DUIJM, N. J. and MARKERT, F., 2009. **Safety- barrier diagrams as a tool for modelling safety of hydrogen applications**. International Journal of Hydrogen Energy, 34:5862-5868.

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

E. KING, George. **Barrier failure and well integrity**.

E. KING, George; E. KING, Daniel, 2013. **Environmental Risk Arising From Well Construction Failure: Difference Between Barrier and Well Failure, and Estimates of Failure Frequency Across Common Well Types, Locations and Well Age**. SPE 166142, Apache Corporation, WG Consulting.

FONSECA, Tiago. **Completação de Poços Submarinos**. Spetro, 2009

FONSECA, Tiago Cardoso da, 2012. **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de Desenvolvimento da Produção**. Pós-Graduação em Ciências e Engenharia do Petróleo, Universidade Estadual de Campinas.

HOLAND, P., RAUSAND, M., 1987. **Reliability of Subsea BOP Systems**. Reliability Engineering – An International Journal v. 19, I 4, pp 263-275.

HOLAND, P., 1999. **Reliability of Subsea BOP Systems for Deepwater Application Phase II DW**. In Report STF38 A99426, SINTEF, Norway.

IBSP - Introdução a barreira de segurança de poço. 2014.
<http://www.trabalhosfeitos.com/ensaios/Introdu%C3%A7%C3%A3o-a-Barreira-De-Seguran%C3%A7a-De/47374371.html> (acessado em 06/2016)

ISO. 9000, 2005. **Quality Management Systems – Fundamentals and Vocabulary**.

ISO. 14224, 2006. **Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment**.

ISO/TS16530-2. Part 2, 2013. **Well integrity for the operational phase**.

JORGE, N., M., 2000. **Reliability Assessment and Risk Analysis of Submarine Blowout Preventers**. Ph.D. Thesis. Heriot-Watt University, Edinburgh, United Kingdom.

KES - Know Energy Solutions, 2014. **Well Barriers Concepts**.
<http://www.knowenergysolutions.com/iwcf-well-control/well-barriers-concepts/>

LAFRAIA, J. R., 2001. **Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade**. Rio de Janeiro: Qualimark.

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

LEWIS, Keith; JONES Richard Dyve, 2014. **An Ounce of Prevention: Maintaining Well Control Barriers Under Any Condition**. SPE Forum Series Frontiers of Technology.

MARINHO, Amanda; DE SOUZA, Marcelo; PIERRE, Rauf, 2011. **Coluna de Produção**. Curso de tecnologia em petróleo e gás.

MAZZEI, Denis, 2010. **Brasil descobre a engenharia de confiabilidade**. Revista Vogg Branded Content. - <http://www.cimentoitambe.com.br/brasil-descobre-a-engenharia-de-confiabilidade/> (acessado em 06/2016)

MENDES, J.R.P.; DA FONSECA, T.C.; MIURA, K., 2016. **An integrity analysis approach for development wells**. Unicamp, Petrobras.

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

MOREIRA, J. R. F., 1993. **Reliability of subsea completion systems**. Master of Science Thesis. Cranfield Institute of Technology - School of Industrial and Manufacturing Science. Cranfield. United Kingdom.

MUNDAY, K.; TRIM, S.; TURNA, E.P., 2006. **Want To Make Tree Operations Safer? Why Not Use the DHSV as a Barrier**. SPE96337, Eclipse Petroleum Technology, Turkish Petroleum Corp.

NORSOK D-010, Rev. 3, 2004. **Well integrity in drilling and well operations**. Lysaker (Noruega).

NORSOK Standard D-010, Rev. 4, 2013. **Well integrity in drilling and well operations**. Norsok standard, Standard Norge, Oslo, Norway.

Norwegian University of Science and Technology (Rev 0, 04/12/2012), **An Introduction to Well Integrity**, NTNU – Trondheim, 2012

NOWLAN, F.; Heap, H., 1978. **Reliability-Centered Maintenance**. United Airlines.

NTNU - Norwegian University of Science and Technology. **An Introduction to Well Integrity**. Norsk olje&gass, 2012.

OLIVEIRA, Paulo Guilherme, 2015. **Estudo de Confiabilidade de Sistemas de Controle de Dispositivos de Segurança de Sub-superfície em Poços de Petróleo**. Pós-graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio.

PUC-RIO. (2009). **Dicionário de petróleo em língua portuguesa**. Rio de Janeiro: Lexikon.

RAMZALI, Nahid; LAVASANI, Mohammad Reza Miri; GHODOUSI, Jamal, 2015. **Safety barriers analysis of offshore drilling system by employing Fuzzy Event Tree Analysis**. Safety Science 78 (2015) 49-59.

RAUSSAND, M., HOYLAND, A, 2004. **System Reliability Theory – Models, Statistical Methods and Applications**, 2 edição. John Wiley & Sons, Inc.

RAUSAND, M., 2011. **Risk Assessment: Theory, Methods and Applications**. Wiley, Hoboken, NJ, 1.st Edition.

SINTEF, 2009. *OREDA (Offshore Reliability Data) 5th Ed.*

SMC - Simulação de Monte Carlo, 2016 - http://www.palisade-br.com/risk/monte_carlo_simulation.asp (acessado em 06/2016)

Society Petroleum Engineers (SPE), 2013. **Petróleo e Gas Natural**. Energy4me

STUART, Colin; FOO, Sean, 2010. **Application of an Intelligent System to Ensure Integrity Throughout the Entire Well Life Cycle**. Stuart Wright Pte Ltd, IADC/SPE135907.

SULTAN Ahmed A., 2009. **Well Integrity Management Systems; Achievements versus Expectations**. IPTC13405, Qatar Petroleum.

TAKASHINA, N.T., 1987. **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.

TANGSTAD, Jan Runar, 2014. **Assessment of dynamic barriers in oil/gas well operations**. Norwegian University of Science and Technology, NTNU – Trondheim.

THOMAS, J. E., 2001. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciências.

VESTERKJAER, R. 2002, **Is it necessary to install a downhole safety valve in a subsea oil/gas well? A comparison of the risk level of a well with, and without a safety valve**. Diploma Thesis, The Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway.

VIGNES, B., AADNOY, B. S., 2008. **Well-Integrity Issues Offshore Norway**. SPE/IADC Drilling Conference. SPE/IADC 112535. Orlando. Flórida.

ZANETTI, Alessandro Aparecido, 2014. **Avaliação Comparativa de Disponibilidade de Poços Submarinos em diferentes cenários na Fase Operacional**. Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE UFRJ.

ANEXO A - SIMULADOR CRIADO

Sub SimulCasosReais()

'Lambda é a taxa de falha

Cells (15, 6) = 0

Cells (16, 6) = 0

Cells (17, 6) = 0

Cells (18, 6) = 0

Cells (25, 6) = 0

taxa1 = 0.167 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa2 = 0.125 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa3 = 0.1 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa4a = 0.05 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa4b = 0.05 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa5 = 0.067 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa6 = 0.5 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa7 = 0.25 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa8 = 0.1 'falha/ano ou [ano ^ -1]

taxa9 = 0.2 'falha/ano ou [ano ^ -1]

dt = 1 / 12 'ano ou seja dia = 1/12 ano

n_historias = Cells (7, 3)

MTTF = 0

For i = 1 To n_historias

mes = 0

nao_falha1 = True

nao_falha2 = True

nao_falha3 = True

nao_falha4a = True

nao_falha4b = True

nao_falha5 = True

nao_falha6 = True

nao_falha7 = True

nao_falha8 = True

nao_falha9 = True

nao_falha_total = True

Do While ((mes < 61) And (nao_falha_total))

mes = mes + 1

nao_falha1 = nofail(taxa1, dt)

nao_falha2 = nofail(taxa2, dt)

nao_falha3 = nofail(taxa3, dt)

nao_falha4a = nofail(taxa4a, dt)

nao_falha4b = nofail(taxa4b, dt)

nao_falha5 = nofail(taxa5, dt)

nao_falha6 = nofail(taxa6, dt)

nao_falha7 = nofail(taxa7, dt)

nao_falha8 = nofail(taxa8, dt)

nao_falha9 = nofail(taxa9, dt)

c1 = nao_falha6 Or nao_falha9 'caminho_6_9

c2 = nao_falha6 Or nao_falha4b Or nao_falha8 'caminho_6_4b_8

c3 = nao_falha6 Or nao_falha4b Or nao_falha8 Or nao_falha5 Or
nao_falha7 'caminho_6_4b_8_5_7

c4 = nao_falha4b Or nao_falha8 'caminho_4a_8

c5 = nao_falha4a Or nao_falha5 Or nao_falha7 'caminho_4a_5_7

c6 = nao_falha3 Or nao_falha8 'caminho_3_8

c7 = nao_falha3 Or nao_falha5 Or nao_falha7 'caminho_3_5_7

c8 = nao_falha1 Or nao_falha8 'caminho_1_8

c9 = nao_falha1 Or nao_falha5 Or nao_falha7 'caminho_1_5_7

c10 = nao_falha2 Or nao_falha7 'caminho_2_7

c11 = nao_falha2 Or nao_falha5 Or nao_falha8 'caminho_2_5_8

nao_falha_total = c1 And c2 And c3 And c4 And c5 And c6 And c7

And c8 And c9 And c10 And c11

Loop

Cells (17, 3) = i

MTTF = ((i - 1) * MTTF + mes) / i

Cells (25, 6) = MTTF

If (mes <= 12) Then

n = Cells (15, 6)

n = n + 1

Cells (15, 6) = n

End If

If (mes <= 24) Then

n = Cells (16, 6)

n = n + 1

Cells (16, 6) = n

End If

If (mes <= 36) Then

n = Cells (17, 6)

n = n + 1

Cells (17, 6) = n

End If

If (mes <= 60) Then

n = Cells (18, 6)

n = n + 1

Cells (18, 6) = n

End If

Next i

End Sub

Function nofail(lambda, dt)

'nofail = false - falha

'nofail = true - nao falha

p0 = Exp (-1 * lambda * dt)

r = Rnd()

If (r < p0) Then

aux = True 'nao falha

Else

aux = False 'falha

End If

nofail = aux

End Function