



ANÁLISE COMPARATIVA DE CONFIABILIDADE DE POÇOS EM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE ABANDONO TEMPORÁRIO

Bernardo Borges Abreu

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

Orientador: Segen Farid Estefen

Rio de Janeiro
Setembro de 2018

ANÁLISE COMPARATIVA DE CONFIABILIDADE DE POÇOS EM DIFERENTES
CONFIGURAÇÕES DE ABANDONO TEMPORÁRIO

Bernardo Borges Abreu

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

Examinada por:

Prof. Segen Farid Estefen, Ph.D.

Prof. Luís Volnei Sudati Sagrilo, D.Sc.

Prof. Marcelo Igor Lourenço de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2018

Abreu, Bernardo Borges

Análise comparativa de confiabilidade de poços em diferentes configurações de abandono temporário / Bernardo Borges Abreu – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018

XI, 73p.: il, 29,7cm

Orientador: Segen Farid Estefen

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2018

Referências Bibliográficas: p. 63-66

1. Confiabilidade. 2. Poços. 3. Segurança Operacional. I. Estefen, Segen Farid; II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha esposa, Emeline, pelo carinho, paciência e votos de apoio que me impediram de desistir na reta final.

Agradeço à Lucianita, da secretaria da Engenharia Oceânica, que tanto colabora com os alunos postulantes a título com o cumprimento do rito processual.

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

ANÁLISE COMPARATIVA DE CONFIABILIDADE DE POÇOS EM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE ABANDONO TEMPORÁRIO

Bernardo Borges Abreu

Setembro/2018

Orientador: Segen Farid Estefen

Programa: Engenharia Oceânica

A dissertação compara a confiabilidade de diferentes configurações de poços em abandono temporário. O modelo utilizado é o de taxa de falha constante com uso de dados de falha a partir de bancos de dados da indústria. A taxa de falha de um plug, um dos elementos de barreira mais utilizados em abandono temporário, é obtida a partir do banco de dados de uma operadora de grande porte. Complementarmente, o trabalho desenvolve a obtenção dessa taxa de falha, testa a sensibilidade dos modelos à incerteza do valor obtido e compara o modelo com outros de relativa similaridade disponíveis na literatura. Os resultados da análise comparativa são apresentados, demonstrando que todos os cenários analisados estão no mínimo no mesmo grau de risco de um poço em produção. Entretanto, diferentes configurações de abandono temporário possuem confiabilidades diferentes e, em alguns casos, podem ser significativamente mais seguras que outras.

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

COMPARATIVE RELIABILITY ANALYSIS OF WELLS IN DIFFERENT
TEMPORARY ABANDONMENT SETTINGS

Bernardo Borges Abreu

September/2018

Advisor: Segen Farid Estefen

Department: Ocean Engineering

The dissertation compares the reliability of different well configurations while under temporary abandonment status. A constant failure rate model is used along with failure rates from the offshore industry databases. The failure rate of a plug, one of the most commonly used barrier element for temporary abandonment, is obtained from a significant operator database. Furthermore, this work develops the failure rate calculation, tests the model sensitivity to this value's uncertainty and compares the model with relatively similar ones available in the literature. The results from the comparative analysis are presented, showing that all scenarios analyzed are at least as safe as a well in production phase. However, different settings will result in different reliability values and, some cases, might be significantly more reliable than others.

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS	XI
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. OBJETIVO.....	2
1.2. IMPORTÂNCIA DO TRABALHO.....	3
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2. POÇOS DE PETRÓLEO	5
3. CENÁRIOS AVALIADOS	13
3.1. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E DSSS (CENÁRIO 1).....	16
3.2. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO (CENÁRIO 2).....	18
3.3. ABANDONO TEMPORÁRIO – PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO E SUPERFÍCIE COM DUAS VÁLVULAS DA ÁRVORE EM FALHA (CENÁRIO 3).....	20
3.4. ABANDONO TEMPORÁRIO – PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO E DE TOPO (CENÁRIO 4)	21
3.5. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E TAMPÃO DE CIMENTO DE FUNDO (CENÁRIO 5).....	23
4. DETERMINAÇÃO DA TAXA DE FALHA DE UM PLUG INSTALADO NUM POÇO DE PETRÓLEO	26
4.1. CONCEITOS DE CONFIABILIDADE DE POÇOS.....	26
4.2. DETERMINAÇÃO DA TAXA DE FALHA DE UM PLUG INSTALADO NUM POÇO DE PETRÓLEO	28
4.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AVALIAÇÃO DA INCERTEZA DO DADO	34
5. MODELAGEM DO SISTEMA	36
6. RESULTADOS	41
6.1. CASO BASE: TRÊS ANOS DE EXPOSIÇÃO, TAXA DE FALHA DE PLUG DETERMINADA	41

6.2. EFEITO DO ENVELHECIMENTO COM TAXA DE FALHA DE PLUG DETERMINADA.....	46
6.3. VALIDAÇÃO DO MODELO PROPOSTO	48
6.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO MODELO À TAXA DE FALHA DO PLUG	50
6.5. ANÁLISE COMPARATIVA DE CONFIABILIDADE DE POÇOS EM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE ABANDONO TEMPORÁRIO	55
7. CONCLUSÕES	58
7.1. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS	60
8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
ANEXO 1 – DADOS DE FALHA DE REFERÊNCIA.....	67
ANEXO 2 – OPERAÇÕES DE INSTALAÇÃO E RETIRADA DE PLUG.....	68

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1: Diferentes fases/revestimentos em diferentes cores (PASQUALINO, 2015)</i>	5
<i>Figura 2: Poço equipado com coluna, acessórios e árvore de natal (PASQUALINO, 2015)</i>	6
<i>Figura 3: Tipos de nipple - seletivo e não seletivo (PASQUALINO, 2015)..</i>	7
<i>Figura 4: Esquemático do suspensor de revestimento (BAY; BAY, 2012)....</i>	8
<i>Figura 5: Esquemático do de uma DHSV (ZANETTI, 2014)</i>	9
<i>Figura 6: Esquemático de dois tipos de árvore de natal (Bay; Bay, 2012)</i>	10
<i>Figura 7: Esquema simplificado de um plugue (Catálogo Botta Equipment)</i>	11
<i>Figura 8: poço padrão a ser utilizado nos cenários</i>	14
<i>Figura 9: poço fechado na árvore de natal e DSSS.</i>	17
<i>Figura 10: poço fechado na árvore de natal equipado com plugue mecânico de fundo.</i>	19
<i>Figura 11: Poço fechado na árvore de natal equipado com plugue mecânico de fundo e de topo.</i>	21
<i>Figura 12: Poço fechado com plugues mecânicos de fundo e de topo (sem árvore de natal).</i>	23
<i>Figura 13: Poço fechado na árvore de natal com tampão de cimento no fundo</i>	24
<i>Figura 14: número de instalações de plug por localização no poço</i>	30
<i>Figura 15: Número de operações de instalação de plug por tempo de missão</i>	31
<i>Figura 16: Tempo de missão por localização do plug</i>	32
<i>Figura 17: Caminhos de vazamento de um poço de petróleo com árvore de natal</i>	37
<i>Figura 18: Caminhos de vazamento de um poço de petróleo sem árvore de natal</i>	38
<i>Figura 19: Probabilidades de falhas para Cenário 1</i>	42
<i>Figura 20: Probabilidades de falhas para Cenário 2</i>	43

<i>Figura 21: Probabilidades de falhas para Cenário 3</i>	44
<i>Figura 22: Probabilidades de falhas para Cenário 4</i>	45
<i>Figura 23: Comparação na Evolução da Probabilidade de Falha Global</i>	47
<i>Figura 24: Probabilidade de Falha para Poço na Fase de Produção (ZANETTI, 2014)</i>	48
<i>Figura 25: Evolução no Tempo para Cenário 1 com redução de 90% de falhas que preenchem o anular do poço</i>	49
<i>Figura 26: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 2</i>	51
<i>Figura 27: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 3</i>	52
<i>Figura 28: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 4</i>	53
<i>Figura 29: Análise de sensibilidade – Evolução das Probabilidades de Falhas ao longo do Tempo</i>	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Número de Citações de Poços por Ano	29
Tabela 2 – Análise de Sensibilidade.....	54
Tabela 3 – Análise Comparativa.....	56

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui longa história na exploração de petróleo tanto em terra quanto em campos marítimos. O número de poços em produção em 2015 chegava a 8106 em campos terrestres e 786 em campos marítimos (ANP, 2016). Cumprida a missão de um poço produtor, injetor ou exploratório, cabe ao operador realizar o seu abandono definitivo construindo barreiras que permitam o isolamento permanente de formações permeáveis portadoras de hidrocarbonetos e/ou aquíferos.

Existem momentos entre a produção ou injeção e o abandono definitivo de um poço em que o mesmo é fechado mas permanece capaz de fluir com pouca ou nenhuma intervenção direta. A esse estado pode-se considerar o poço em abandono temporário, contendo barreiras capazes de impedir o fluxo não intencional do poço dentro da vida de projeto do mesmo.

O abandono temporário de um poço pode compreender diferentes configurações mecânicas, podendo simplesmente ser fechado nas válvulas da árvore de natal ou instalados plugues mecânicos variados no interior do poço. As literaturas normativas mais amplamente difundidas na indústria do petróleo (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016) (OIL & GAS UK, 2012) (NORSOK STANDARD D-010, 2013) usualmente tratam as diversas configurações de forma homogênea, ou seja, não particularizando a regulação local a cada configuração de abandono temporário.

O Brasil segue o Regulamento Técnico SGIP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016), que define ainda o conceito de abandono não monitorado, quando as barreiras do poço não são periodicamente verificadas. Nesse cenário o próprio regulamento determina que um poço não possa permanecer nessa situação por mais de 3 anos, devendo passar a ser um poço monitorado ou abandonado definitivamente.

Embora não esteja explícito o contexto que tenha levado a este prazo, espera-se naturalmente que a preocupação com a segurança do poço sob o ponto de vista da integridade de suas barreiras seja um dos fatores que motivem tal controle. Por outro lado, as diferentes configurações mecânicas possíveis implicam em prováveis diferentes cenários de confiabilidade das barreiras de um poço.

A análise da confiabilidade de um sistema mecânico é objeto de diversos estudos acadêmicos e no âmbito de poços de petróleo também já foi tema de artigos, dissertações de teses nacionais e internacionais de renome. A modelagem da árvore de falhas de um poço e conseqüentemente a análise da confiabilidade de uma determinada configuração é possível com o uso de ferramentas e metodologias amplamente debatidas (ALVES, 2012), (CORNELIUSSEN, 2006), (FONSECA, 2012) e (ZANETTI, 2014),

1.1. OBJETIVO

A proposta de trabalho da dissertação, é modelar a árvore de falhas de diferentes configurações de poços em abandono temporário e realizar uma análise comparativa entre as mesmas e um poço em produção para avaliar os níveis de risco de cada cenário. Serão utilizados bancos de dados da indústria de petróleo e gás (Oreda, WellMaster e SubseaMaster), complementados com dados empíricos do histórico de operação de plugs instalados em poços de petróleo, que foram obtidos diretamente do banco de dados de uma operadora de grande porte. Os resultados são a confiabilidade global dos poços em diferentes configurações e uma análise crítica tanto do processo até a sua obtenção quanto dos resultados comparativos, incluindo análises de sensibilidade do parâmetro taxa de falha de plug, que foi obtido a partir de dados de campo.

O trabalho a ser apresentado tem por objetivo principal avaliar comparativamente a confiabilidade de diferentes configurações de abandono temporário de poços submarinos. Complementarmente o estudo apresenta os dados operacionais de plugs instalados em poços submarinos coletados diretamente do banco de dados operacional de uma operadora de grande porte, calculando uma taxa de falha que pode ser proposta como valor de referência.

Espera-se que o trabalho possa embasar outros estudos na área de confiabilidade de poço. Durante a pesquisa bibliográfica deste trabalho observou-se que a literatura é relativamente abundante para o cenário de poços na fase de produção ou projeto, mas não foram encontradas referências diretas para os cenários de poços em abandono temporário por longo tempo.

Os cenários analisados consideram a possibilidade de falha do poço com vazamento de hidrocarbonetos para o fundo do mar. Nesse cenário considerou-se que a

pressão do reservatório é capaz de vencer a coluna hidrostática de fluido do poço em todos os cenários. O tipo de falha pesquisada nos bancos de dados considera eventos de baixa severidade, ou seja, não são casos exclusivos de falhas catastróficas resultando em grandes erupções descontroladas.

1.2. IMPORTÂNCIA DO TRABALHO

O trabalho a ser apresentado pode ser referência na gestão de integridade de poços marítimos em abandono temporário, proporcionando uma ferramenta que diferencie cenários de acordo com seu grau de risco quantitativo.

O trabalho também pode referenciar futuras reavaliações de referências normativas, vindo a colaborar com um ambiente normativo não prescritivo baseado em risco quantitativo, onde as soluções são personalizadas para cada cenário de risco.

Espera-se ao final debater os resultados obtidos com foco na gestão de integridade de poços. Entende-se que esse assunto é do interesse não apenas da indústria de petróleo e gás, mas também da sociedade no seu sentido mais amplo. É preciso reiterar que a atividade de exploração de petróleo impacta não apenas economicamente uma sociedade, mas também agrega riscos ambientais e sociais. A gestão desses riscos é um ato, portanto, de responsabilidade social que deve ser encarado com esforços de engenharia condizentes, a fim de garantir a permanência do risco do negócio sempre no valor mais baixo possível.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A dissertação é apresentada em oito capítulos, sendo o primeiro introdutório contendo a descrição da estrutura.

O Capítulo 2 apresenta os conceitos básicos de um poço de petróleo marítimo, trazendo parte dos conceitos básicos necessários para entendimento dessa estrutura a fim do trabalho se desenvolver.

O Capítulo 3 contém as configurações específicas de cenários de poços que serão trabalhadas nos demais capítulos

O Capítulo 4 apresenta o valor e a metodologia utilizada para determinar a taxa de falha de um plug a partir de dados operacionais obtidos a partir do banco de dados de uma grande operadora. Esse valor será utilizado como referência para esse elemento de barreira ao longo do desenvolvimento do trabalho.

O Capítulo 5 apresenta o modelo utilizado para modelar as diferentes configurações de poços que serão analisadas. São apresentados diagramas com as barreiras consideradas e a metodologia escolhida para tratamento matemático do problema.

O Capítulo 6 apresenta os resultados mais relevantes obtidos a partir do modelo proposto. O resultado também é comparado a modelos relativamente próximos da bibliografia estudada e uma análise de sensibilidade do modelo em relação à taxa de falha obtida a fim de verificar o efeito da sua incerteza nos resultados do modelo. Também são apresentadas análises da evolução da probabilidade de falha global de cada cenário em função do tempo e uma análise comparativa entre os modelos utilizando valores de referência.

As conclusões são apresentadas no Capítulo 7, seguidas pela bibliografia pesquisada no Capítulo 8.

2. POÇOS DE PETRÓLEO

Um poço de petróleo é construído a partir da perfuração de subsequentes diâmetros concêntricos decrescentes, as chamadas fases. Ao final da perfuração de cada fase, um revestimento tubular de aço é descido e posteriormente cimentado. Essas etapas garantem o isolamento hidráulico, resistência mecânica e sustentação dentre outras funções. A Figura 1 ilustra a cabeça do poço submarino típico, com os vários revestimentos instalados.

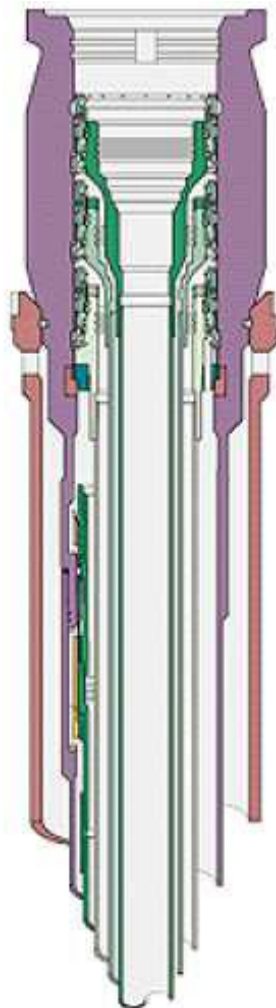


Figura 1: Diferentes fases/revestimentos em diferentes cores (PASQUALINO, 2015)

Após a perfuração de todas as fases o poço entra na fase de completção, que consiste na instalação de equipamentos dentro (coluna, *packer*, válvulas e etc.) e fora do poço (árvore de natal e acessórios).

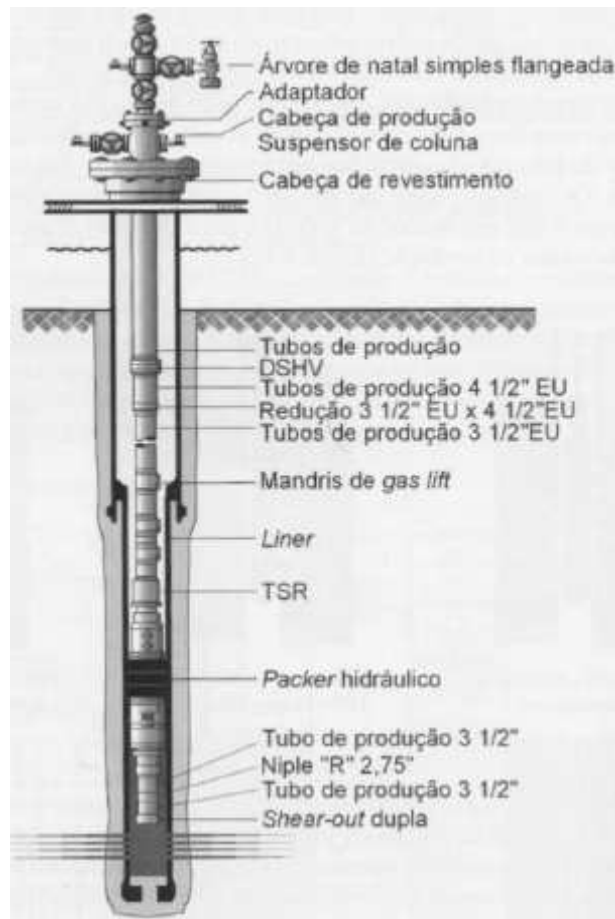


Figura 2: Poço equipado com coluna, acessórios e árvore de natal (PASQUALINO, 2015)

Observa-se na Figura 2 alguns dos elementos da coluna de produção. A coluna em si conduz o fluido do reservatório à árvore de natal. Há um anular formado entre a coluna de produção e o revestimento mais interno do poço, o chamado revestimento de produção. Esse revestimento pode conter um trecho de liner, conforme Figura 2, ou ser um revestimento que chega à cabeça de poço.

O anular do poço serve como segundo envelope de barreiras e pode adicionalmente ter sua pressão monitorada para verificação de integridade. Em poços em operação que dependem da injeção de gás (gas lift) para estimular a produção do poço, o anular conduz o gás até as válvulas de gas lift que se alojam em mandris e conduzem a injeção para o interior da coluna.

Na parte inferior da coluna ocorre sua ancoragem e selo com o elemento chamado *packer*. Esse elemento é responsável por promover o selo inferior entre reservatório e anular, além de ancorar mecanicamente a chamada cauda da coluna. A cauda ancorada pelo *packer* possui interface com a porção superior da coluna através do

Tubing Seal Retainer (TSR). O TSR é uma junta telescópica que permite o movimento relativo sem perda de estanqueidade entre a parte superior da coluna, ancorada no suspensor de revestimento, e a cauda. Esse elemento permite absorver as deformações geradas pelo gradiente térmico do poço quando o mesmo se altera com a produção do fluido do reservatório.

Além de tubos e reduções, que dominam grande parte da extensão da coluna, outros elementos denominados *nipples* permitem a instalação de acessórios na própria coluna. Os elementos mais comumente instalados são os plugs que serão em grande parte objeto deste trabalho. São elementos de barreira que são instalados com auxílio de cabo nos *nipples*, que por sua vez podem ser seletivos ou não (Figura 3). Os *nipples* seletivos permitem a passagem de algumas ferramentas, permitindo seletivamente optar pelo assentamento em sua sede. Já os não seletivos (*nipple R*) possuem um batente para garantir o assentamento de acessórios no fundo do poço.

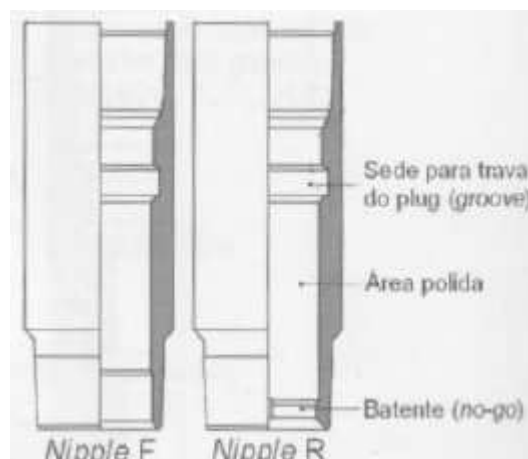


Figura 3: Tipos de nipple - seletivo e não seletivo (PASQUALINO, 2015)

Em sua parte superior, a coluna de produção termina no elemento que garante sua ancoragem superior: o suspensor de coluna (*tubing hanger*). O suspensor de coluna também veda o anular do poço em sua parte superior, recebe o último tubo roscado da coluna e permite a conexão dos penetradores que conectam cada acesso (produção e anular) diretamente à árvore de natal. Um esquemático típico é apresentado na Figura 4.

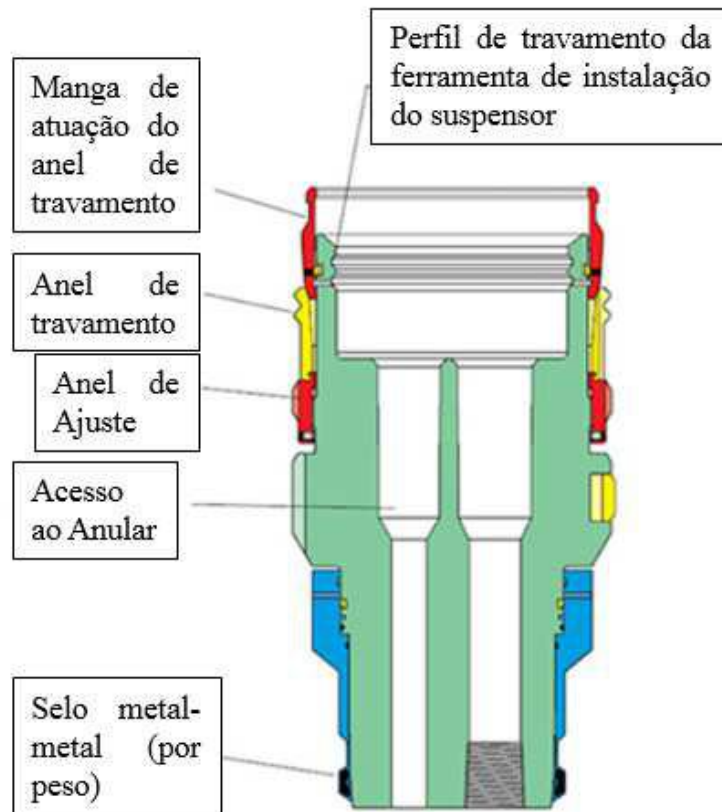


Figura 4: Esquemático do suspensor de revestimento (BAY; BAY, 2012)

Logo abaixo do suspensor de coluna é comum que se instale uma válvula de segurança atuada hidráulicamente tipo falha-fecha, ou seja, na falta de pressão de atuação a válvula fecha automaticamente. Essa válvula é o Dispositivo de Segurança de Subsuperfície (DSSS) ou internacionalmente denominada *Down Hole Safety Valve* (DHSV).

Usualmente a DSSS consiste de uma válvula de retenção com retorno por mola. A mola atua no sentido de fechamento do orifício de passagem, sendo contrabalançada por pressão hidráulica atuada pela plataforma. O comando de fechamento despressuriza a mangueira hidráulica, fazendo com que a mola vença a força do atuador e feche a válvula. Esse princípio também é utilizado nas válvulas da árvore de natal, embora essas sejam usualmente do tipo gaveta. Um esquema da DSSS pode ser visto na Figura 5.

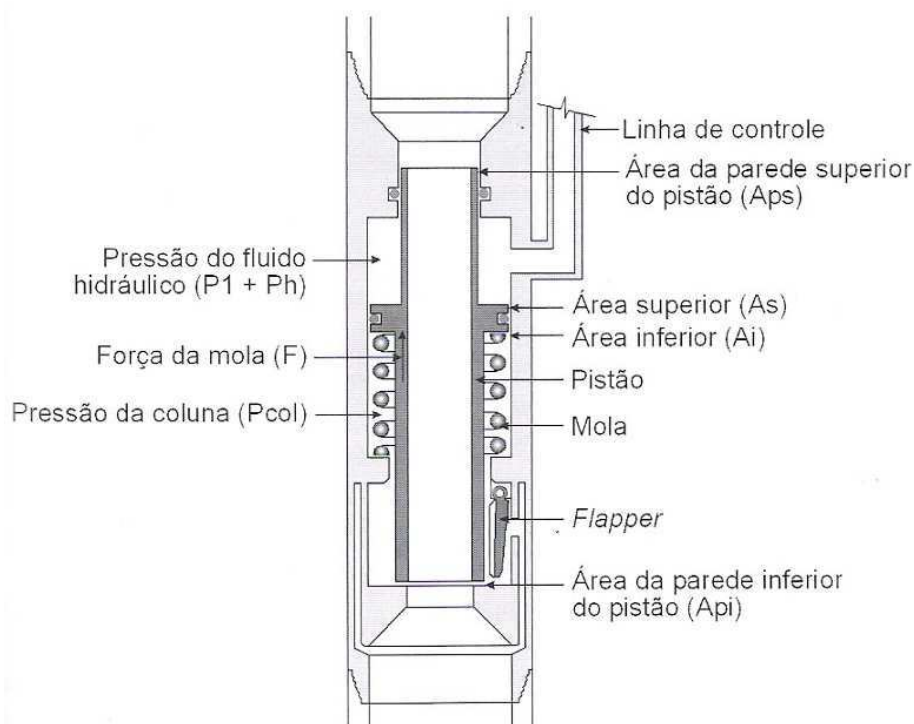


Figura 5: Esquemático de de uma DHSV (ZANETTI, 2014)

Acima da cabeça do poço instala-se a árvore de natal, que é o equipamento de segurança na fase de produção com a função de garantir o fechamento seguro do poço. A árvore de natal pode ser denominada molhada quando a mesma se localiza no fundo do mar ou convencional quando instalada em terra ou acima da linha d'água.

As árvores podem ainda ser subclassificadas com relação ao seu acesso ao poço entre verticais, onde as válvulas de bloqueio se localizam no corpo da mesma, ou horizontal, onde as válvulas se localizam em blocos laterais a fim de permitir o fácil acesso vertical ao poço. Um exemplo dessas configurações é apresentado na Figura 6, onde à esquerda se identifica uma árvore de natal horizontal e à direita uma árvore vertical.

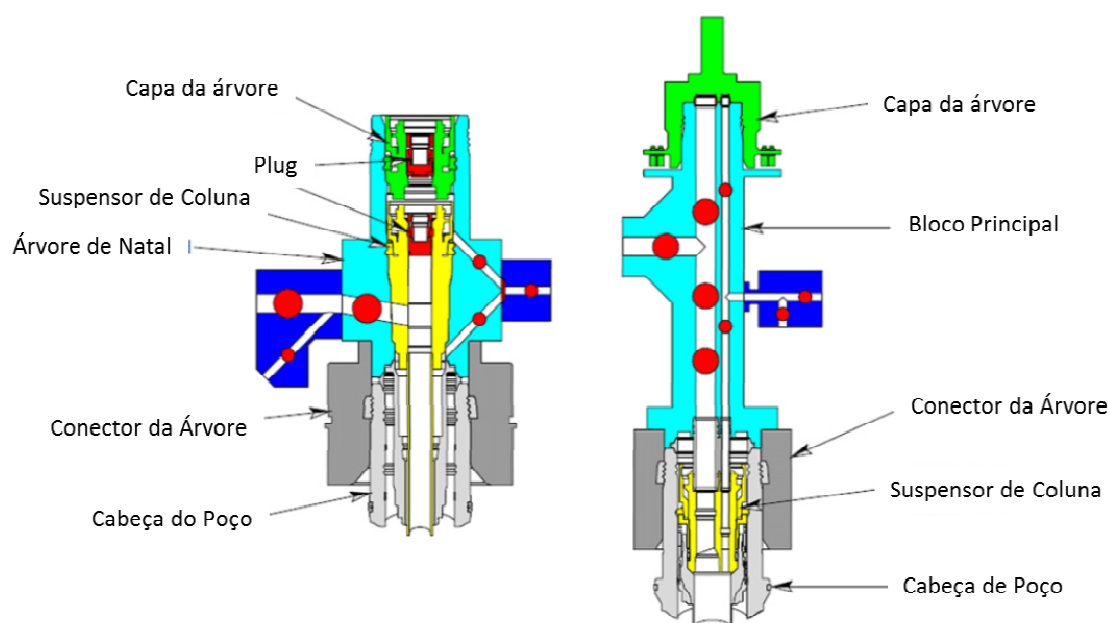


Figura 6: Esquemático de dois tipos de árvore de natal (Bay; Bay, 2012)

O projeto de um poço contempla o atendimento a diversas disciplinas, podendo se considerar dentre as mais importantes a segurança operacional, a otimização da exploração do reservatório e o melhor desempenho orçamentário no longo prazo. Assim sendo, a perfuração e completação de um poço são atividades previstas em projeto que tornam cada poço único, embora seja possível agrupar algumas configurações por suas características comuns. Há extensa bibliografia disponível que define diversas classificações e tipos de poços. De forma simplificada, pode-se elencar (BAY; BAY, 2012) (MOEINIKIA, 2016), (PASQUALINO, 2015) e (THOMAS, 2004) as principais utilizadas nessa dissertação.

Durante a fase de produção o poço de petróleo está equipado com todos os elementos e aberto para permitir a passagem do fluido produzido e/ou injetado. Em algum momento o poço pode ser fechado utilizando diferentes elementos disponíveis como barreira. Em paradas curtas de produção, é comum o fechamento das válvulas da árvore de natal podendo ainda ser comandado o fechamento da DSSS, que é a válvula de segurança instalada na coluna de produção próxima ao suspensor de coluna. Esse tipo de fechamento não necessita de intervenção com sonda e possui ainda como benefício um rápido retorno do poço à operação.

Outras situações que requeiram uma intervenção no poço podem ocorrer. Durante a fase de perfuração, por exemplo, o poço pode ser abandonado

temporariamente com tampões de fundo, tais como cimento ou tampões mecânicos insertáveis (*packers* infláveis), por não estar equipado com todos os seus componentes.

Durante a fase de produção pode ocorrer de o poço não possuir todas as barreiras necessárias devido a falhas de estanqueidade, o que justifica a inserção de um plugue mecânico ou de cimento para complementar o envelope de barreiras necessário para garantir o atendimento a requisitos de segurança de poço sem a troca do elemento falho. O plugue (*bridge plug*) é um elemento de vedação instalado através de embarcação ou sonda com acesso ao interior da coluna. Um esquema simplificado desse tipo de equipamento é apresentado na Figura 7.

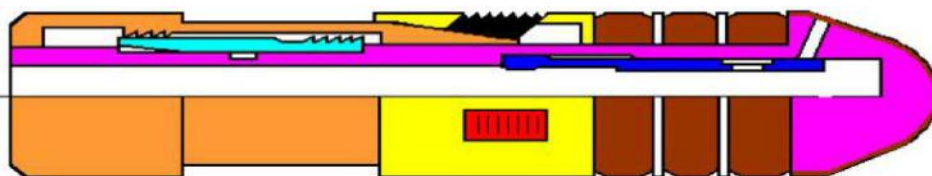


Figura 7: Esquema simplificado de um plugue (Catálogo Botta Equipment)

A figura em corte mostra em sua porção inferior uma região laranja que trava e energiza o plug, um componente amarelo onde se localiza o sistema de ancoragem, os selos elastoméricos representados em marrom e a sua ponta na cor rosa. Para sua instalação, uma ferramenta desce acoplada no plugue permitindo comunicação hidráulica a montante e a jusante do mesmo. Essa comunicação se dá abrindo o orifício representado na ponta do plug através do alinhamento deste com uma passagem no elemento representado na cor azul.

O plugue da Figura 7 pode ser instalado em pontos da coluna sem acessórios, não dependendo de um nipple para seu assentamento. Nesse caso, ao chegar no local de assentamento a ferramenta empurra a porção laranja para baixo, o que acunha o sistema de travamento representado em vermelho, que se desloca para fora e segura o plug contra a coluna. Continuando o movimento da porção laranja, os selos elastoméricos também são comprimidos, se expandindo radialmente e vedando o plug contra a coluna. Ao final do movimento, observa-se que é representado na cor ciano uma trava que segura a porção laranja do plug na posição.

Ao retirar a ferramenta de instalação, a haste se recolhe junto da porção azul, deixando o furo na ponta do plug desalinhado com a passagem, tornando o plug

estanque também na sua porção interna. Nesse momento o plug está assentado, travado e estanque. Após a retirada da ferramenta do poço, o mesmo é testado para garantir a estanqueidade da barreira.

Há diversos mecanismos de plugues, cada um refletindo as opções de projeto do seu respectivo fabricante, mas pode-se dizer que o esquema descrito representa didaticamente a maioria dos plugues instalados na coluna de poços. Considera-se nesse trabalho esse tipo de equipamento padrão, instalado preferencialmente em regiões com perfil de assentamento (nipples e afins), como o fundo/cauda da coluna próximo ao packer e a região do suspensor de coluna.

Recentemente outros tipos de elementos foram desenvolvidos pela indústria, como plugues atuados remotamente. Cita-se ainda os sistemas oferecidos comercialmente por empresas tradicionais no ramo de petróleo e gás onde o plug possui comportamento frágil e pode ser rompido com uma esfera de aço ou equipamento similar. Há ainda outra variante frágil e solúvel, impedindo que os estilhaços do equipamento se tornem obstáculos para acesso ao poço ou retornem com a produção do mesmo (AVILLES et al, 2015). Esse tipo de equipamento é bastante específico e pode possuir modos de falhas não previstos nos bancos de dados da indústria e/ou os pesquisados, portanto será considerado o plugue padrão a representado conforme Figura 7.

3. CENÁRIOS AVALIADOS

Pelos exemplos do capítulo anterior, nota-se que a configuração de um abandono temporário pode variar bastante a depender principalmente da composição do poço, da integridade de suas barreiras e da estratégia de retorno ou não à operação no curto prazo.

Espera-se que cada configuração mecânica apresente um nível diferente de segurança a depender do arranjo das barreiras e das taxas de falhas específicas de cada elemento utilizado. Para realizar a análise comparativa da confiabilidade de diferentes poços na fase de abandono temporário é necessário definir algumas configurações típicas de poços. Uma das ferramentas com ampla utilização para essa avaliação é a árvore de falhas.

A falha ou evento topo deve ser definida para iniciar a montagem da árvore. A depender da análise diferentes eventos de topo podem ser definidos. Pensando na capacidade de produzir um poço, um evento topo que poderia ser considerado seria o fechamento ou parada do poço. Para o cenário a ser avaliado considerou-se a falha de estanqueidade ocasionando liberação não intencional de hidrocarbonetos para o meio ambiente. É importante salientar a opção da avaliação pela ótica da segurança de poço, pois diferentes trabalhos estão disponíveis no ambiente acadêmico e uma análise comparativa só é possível para uma mesma falha avaliada.

Definida a falha, é necessário levantar as configurações a serem avaliadas e as taxas de falhas de cada elemento que as compõem. Em seguida avalia-se qual modelo se adequa melhor ao conjunto ou a cada elemento especificamente. A avaliação pode ser definida num tempo específico, num intervalo ou ainda calculada uma confiabilidade média.

Há modelos para elementos testáveis como as válvulas de uma árvore de natal, ou não testáveis como um revestimento externo ao revestimento de produção sem acesso a uma linha de monitoramento. Também há elementos que podem ser considerados reparáveis, como a própria árvore de natal ou a coluna do poço, que podem ser substituídos. Outros elementos podem ser técnica ou economicamente inviáveis de reparar, tais como revestimentos ou a própria cabeça do poço. Cada modelo possui modelagem matemática diferente e deve ser avaliado para representar da forma mais fiel o que se espera ocorrer no elemento físico que está sendo avaliado.

A fim de possibilitar uma comparação direta, definiu-se o poço padrão conforme a Figura 8. Trata-se de um poço simplificado com apenas três revestimentos (conductor, intermediário e de produção), uma zona produtora de poço aberto e uma coluna com *packer* e DSSS. O esquema inclui uma árvore de natal vertical cujo layout é típico de completações molhadas, embora o exemplo possa ser aplicado a poços de completação seca.

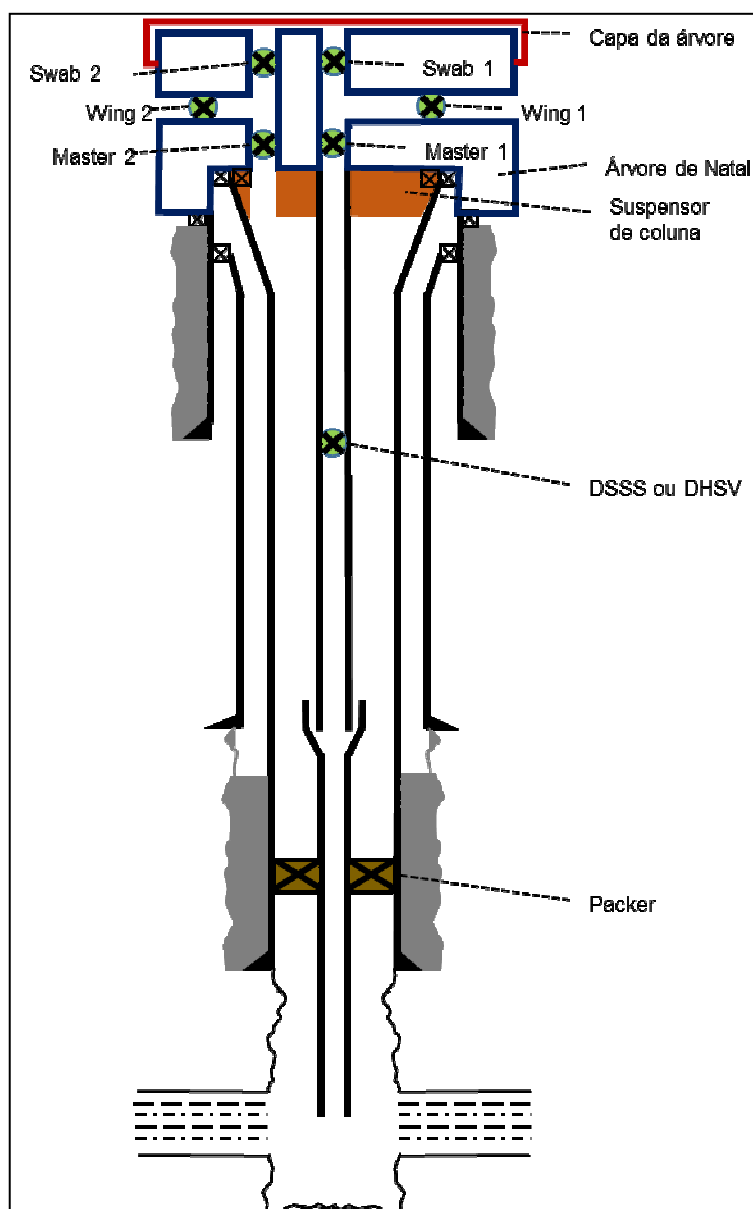


Figura 8: poço padrão a ser utilizado nos cenários

A adição de mais fases (revestimentos) no poço não implica em mudança na análise, pois os modelos usualmente não consideram falha de revestimentos cimentados

ou consideram taxas de falha ordens de grandeza menor, o que torna o modelo pouco sensível em termos práticos aos ganhos advindos de redundância desses elementos.

Não foi considerado o uso ou comparação com poço equipado com *liner*. A vantagem intrínseca do *liner* é a utilização de menos material e consequente potencial menor custo do poço. Considerando um *liner* cimentado também não haveria diferenças mensuráveis em termos de confiabilidade quando comparado a um revestimento completo até a superfície.

A consideração de poço aberto ou canhoneado também não é relevante para o estudo pretendido, dado que os envelopes de barreiras formados ignoram a forma de comunicação com o reservatório de petróleo. A opção por poço aberto é arbitrária e não interfere no modelo pretendido.

Não será considerada a presença de formações intermediárias com potencial de fluxo, pois caso existam em regiões expostas do revestimento as mesmas somente são isoladas em um abandono definitivo. Entende-se que não haveria ganho em avaliar um modelo mais complexo com isolamento de formações permeáveis intermediárias entre si, dado que durante a fase de produção entende-se que as mesmas estarão faceando um trecho de revestimento cimentado que seria capaz de prover seu isolamento até o abandono permanente.

O poço considerado não possui Base Adaptadora de Produção (BAP) para fins de simplificação. A presença desse equipamento não traz elementos novos ao sistema com grandes diferenças construtivas, mas aumenta a complexidade da representação gráfica. Nesse cenário a conexão das linhas se dá diretamente na árvore de natal molhada, o que é irrelevante para o modelo de abandono temporário pretendido pois não há linhas conectadas aos modelos propostos. O poço típico escolhido pode ser considerado um poço de completação molhada em lâmina d'água rasa, ou seja, onde é possível atuação com mergulho saturado.

Considerou-se, ainda, que o poço possui apenas uma válvula de *gas lift* operadora, ou seja, não há válvulas adicionais na coluna para operações de partida (descarga) do poço. Um poço típico de completação molhada em lâmina d'água rasa teria algumas dessas válvulas de descarga, dado que a capacidade de compressão de gás em plataformas antigas fica aquém da necessária para injetar o gás na coluna na profundidade da válvula operadora. No entanto, utilizou-se taxas de falha publicadas no Brasil (FONSECA, 2012), onde esse dado não possui referência. Nos bancos de dados proprietários pesquisados, observa-se que a taxa de falha da válvula operadora é

sensivelmente maior que as demais (uma ordem de grandeza), dominando a taxa de falha desse tipo de elemento. Na ausência de uma taxa de falha que possa ser publicada sem ferir a propriedade intelectual de empresas, entende-se que essa simplificação não trará prejuízo à modelagem do sistema.

Os cenários a serem apresentados são variações de configurações do poço padrão. Observa-se a alternância entre a presença ou não de árvore de natal e/ou plugues. Em todos os cenários considera-se que o poço está sem linhas conectadas à árvore de natal, o que difere dos cenários de poços em produção comumente analisados por (ALVES, 2012), (FONSECA, 2012) e (ZANETTI, 2014). Nesse caso uma falha de estanqueidade do compartimento fechado pelas válvulas laterais (*wings*) implicaria em vazamento para o mar pela ausência do duto como barreira adicional na fase de produção.

3.1. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E DSSS (CENÁRIO 1)

O poço em produção é mecanicamente idêntico ao caso base representado na *Figura 8*. As barreiras do poço são constituídas por dois envelopes: o primeiro consiste do *packer*, coluna e DSSS. O segundo envelope engloba revestimentos e árvore de natal, cujas válvulas são barreiras redundantes. O poço é fechado apenas na árvore de natal e DSSS é mecanicamente idêntico ao poço em produção, salvo que as válvulas são consideradas fechadas conforme representado pela cor vermelho na *Figura 9*. A literatura internacional (OIL & GAS UK, 2012) denomina esse cenário como *shut in well*.

Embora em alguns casos permaneça possível testar elementos de barreira, no caso de um poço desconectado da planta ou fechado por algum procedimento que vise preservar a sua capacidade de retornar a operar, a abertura de válvulas não é recomendável. Assim sendo, considera-se apenas a capacidade de inspecionar visualmente os equipamentos externos ao poço e os indicadores de posição das válvulas da árvore de natal. Além disso observa-se usualmente para uma válvula três modos de falha: falha ao fechar, vazamento na posição fechada e vazamento para o meio externo. Os dois primeiros modos de falha permitem a passagem do fluido pelo caminho usual

do fluxo caso a válvula estivesse aberta, enquanto o terceiro modo de falha implica no vazamento do fluido para fora do próprio equipamento, acarretando em impacto imediato ao meio ambiente

Dado que o poço foi abandonado temporariamente confirmando o fechamento das válvulas, entende-se que o primeiro modo de falha não é possível, excluindo-o da árvore de falha.

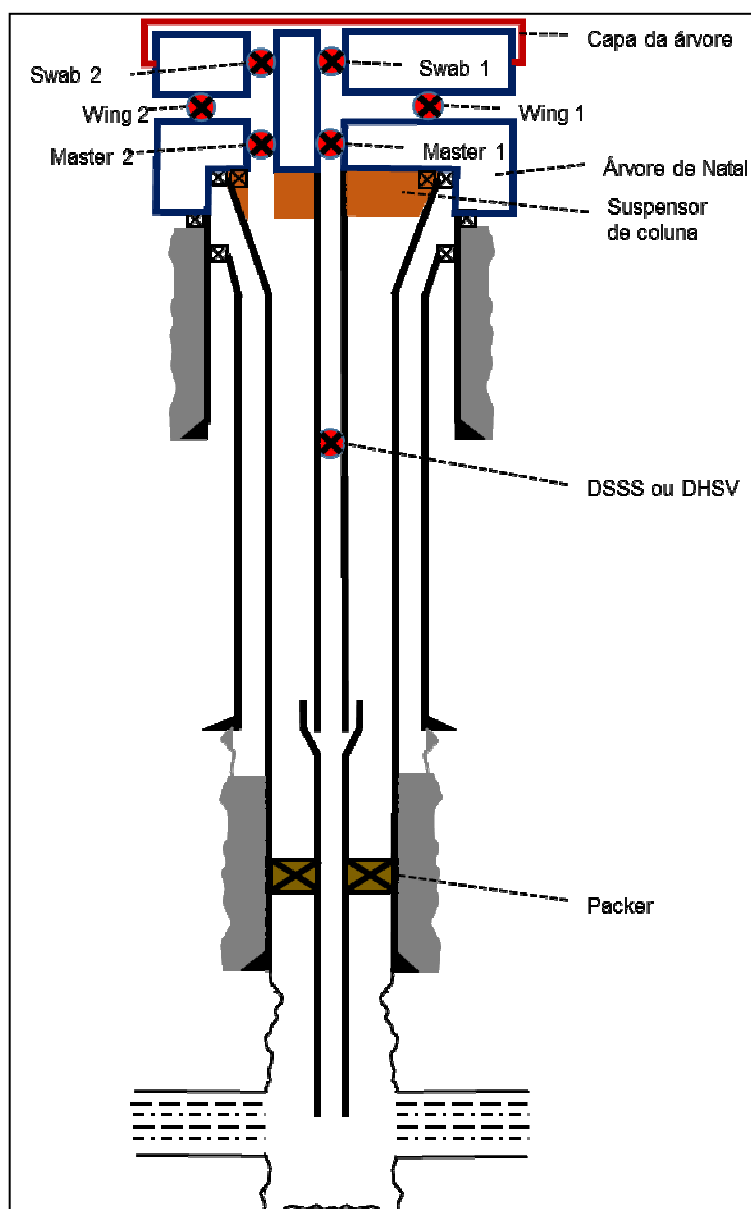


Figura 9: poço fechado na árvore de natal e DSSS.

Algumas cavidades ou compartimentos podem ser observados pelo esquema simplificado da Figura 9. O fluido do reservatório encontra como primeiro envelope de barreiras o packer, a coluna de produção e a DSSS. Caso esse envelope seja rompido, o

fluido pode ocupar o compartimento entre a DSSS e a válvula Master 1. Outro compartimento que pode ter contato com o fluido no caso de passagem pelo *packer* ou coluna seria o anular do poço, composto pelo revestimento o suspensor de coluna o obturador de anular e a válvula Master 2.

Acima do anular do poço tem-se o suspensor de coluna, instalado diretamente na cabeça do poço. Entre o suspensor de coluna e a árvore de natal, há elementos não representados no diagrama. Há um obturador conectado no caminho da produção e outro num acesso ao anular. Tratam-se de pequenos tubos que conduzem os fluidos por seus respectivos caminhos até a árvore de natal. No caso de vazamento nesses obturadores, o fluido ocuparia o chamado *spool cavity*, que é uma cavidade entre o conector da árvore e os obturadores. A vedação dessa cavidade para o meio externo é um anel de vedação entre cabeça de poço e árvore de natal.

Acima desses elementos há as cavidades compreendidas entre as válvulas Master, Swab (ou pistoneio, que dão acesso ao poço com a remoção da capa da árvore), e Wing. Há uma cavidade desse tipo no caminho de produção e no caminho de anular. Caso haja vazamento em uma válvula Wing, a ausência de linha conectada implica em vazamento para o meio externo. Caso a válvula Swab falhe, a cavidade acima da mesma é composta pela capa da árvore se seu anel de vedação entre a mesma e a árvore de natal. A falha nesse último compartimento leva também a vazamento para o meio externo.

3.2. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO (CENÁRIO 2)

Em situações específicas em que alguma válvula da árvore de natal ou a DSSS não esteja funcional ou estanque é comum a intervenção com sonda para instalação de plugue no fundo do poço. Um esquema simplificado é observado na Figura 10.

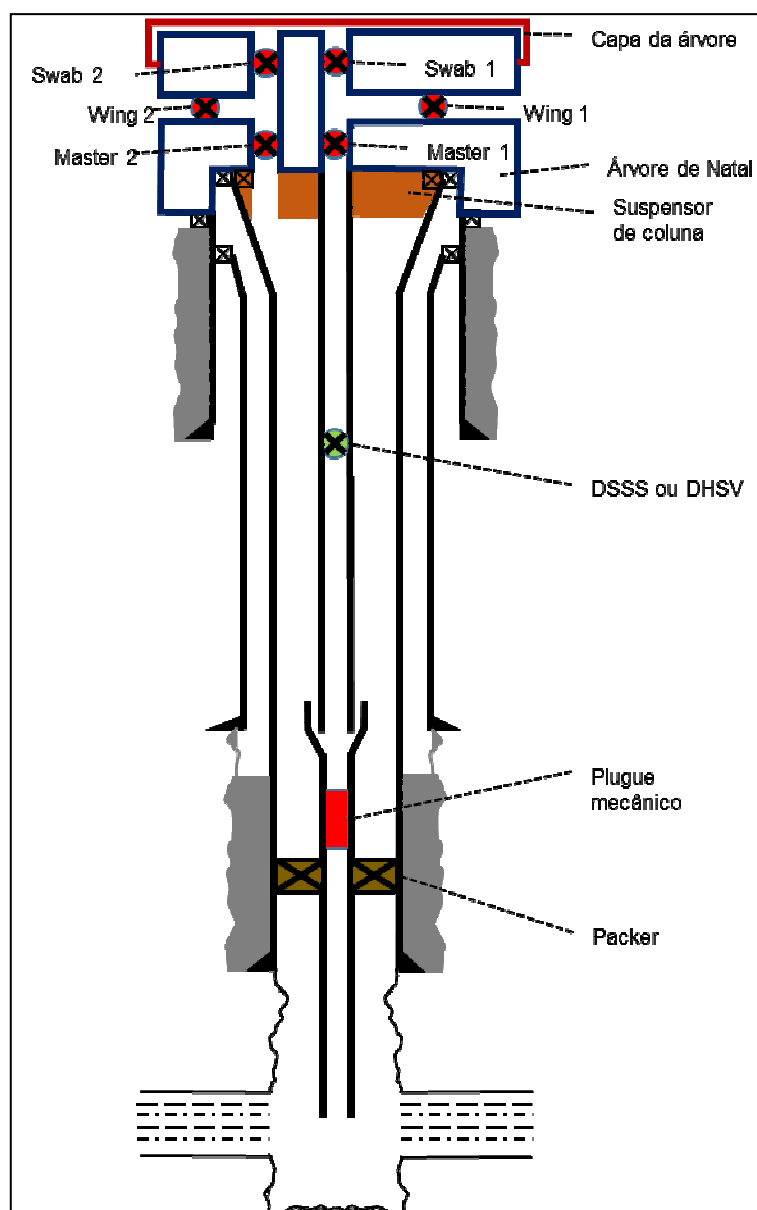


Figura 10: poço fechado na árvore de natal equipado com plugue mecânico de fundo.

A cor verde na DSSS implica que a mesma será desconsiderada como barreira na árvore de falhas, dado que esse tipo de abandono com plugue mecânico no fundo do poço ocorre normalmente quando há uma falha numa das barreiras mecânicas já instaladas durante a completação inicial do mesmo.

A instalação no fundo do poço é vantajosa porque diferente do DSSS o primeiro envelope de barreiras não depende de um comprimento expressivo de coluna de produção. Observa-se nos bancos de dados da indústria de petróleo e em outros trabalhos (ALVES, 2012) que a coluna possui taxa de falha relativamente elevada, portanto essa estratégia aumenta a confiabilidade do sistema.

A localização exata do plugue varia de acordo com a construção do poço, mas assume-se a sua instalação no *nipple R* no topo do *Tubing Seal Retainer* (TSR). Nesse caso o plug fica em posição bastante profunda, a poucos metros do *packer*. Nesse caso, quando da modelagem dos caminhos de vazamento, entende-se que o comprimento de coluna de produção exposto ao fluido abaixo do plug é relativamente desprezível quando comparado ao comprimento total da coluna de produção, que no cenário de poços marítimos do Brasil passam de 2 mil metros (THOMAS, 2004). Quando da aplicação da taxa de falha da coluna, supõe-se que a falha da mesma se dá preponderantemente acima do plug como simplificação do modelo.

3.3. ABANDONO TEMPORÁRIO – PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO E SUPERFÍCIE COM DUAS VÁLVULAS DA ÁRVORE EM FALHA (CENÁRIO 3)

Em situações de integridade mais comprometida, podem existir cenários em que a confiabilidade das válvulas da árvore também seja questionável. Nesse caso, a fim de garantir os dois envelopes de barreiras, um segundo plug pode ser instalado no poço. Com a garantia dos dois envelopes de barreira a presença da árvore é opcional. No cenário analisado considerou-se a permanência da árvore de natal, dado que a sua remoção consome tempo, o que se traduz em custos adicionais, com redução de uma redundância para o fundo do mar.

O cenário proposto considera a falha nas válvulas *Master 1* e *Swab 1*, mantendo como barreira do último compartimento a vedação da capa da árvore acima da *Swab 1* e a válvula *Wing 1* no sentido lateral, onde considera-se que não há duto conectado ao poço, conforme a Figura 11.

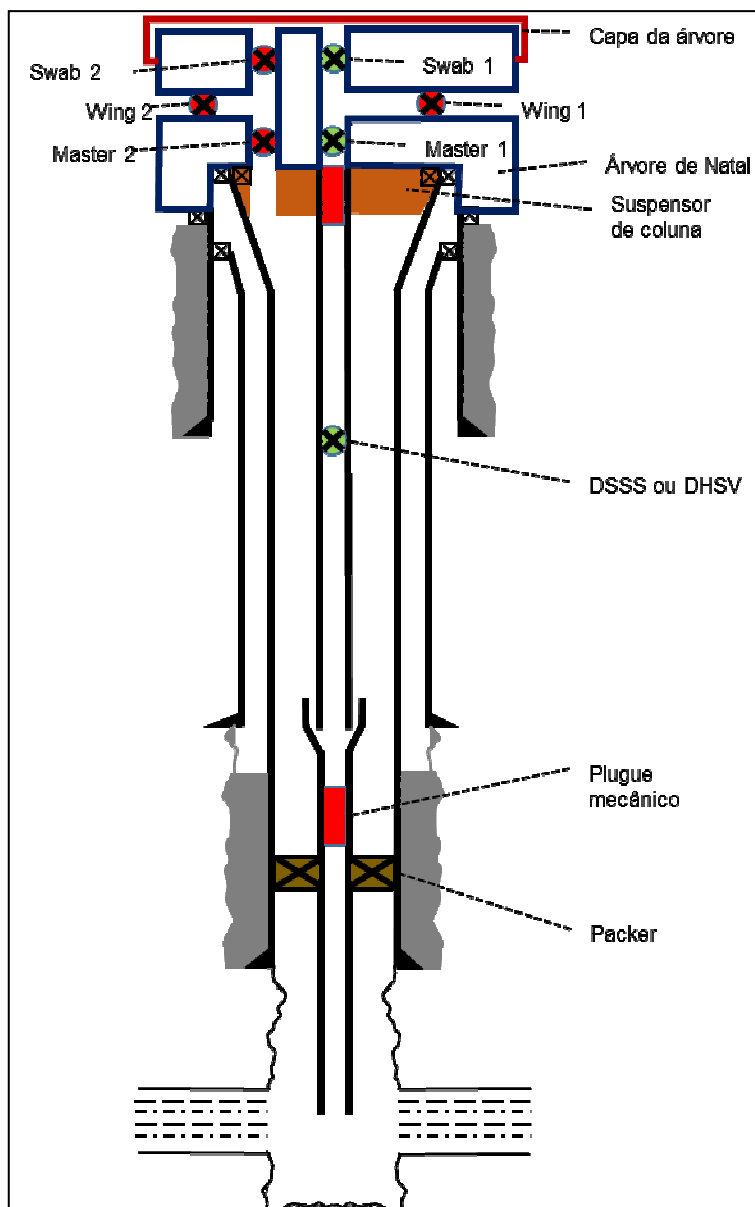


Figura 11: Poço fechado na árvore de natal equipado com plugue mecânico de fundo e de topo.

3.4. ABANDONO TEMPORÁRIO – PLUGUE MECÂNICO DE FUNDO E DE TOPO (CENÁRIO 4)

Após a completação parcial de um poço na fase de construção o mesmo pode estar equipado com coluna aguardando a instalação de árvore de natal. Outra situação comum é a retirada da árvore para manutenção ao longo da vida produtiva do poço de petróleo, deixando o poço equipado apenas com a coluna fornecendo duas

barreiras. Em ambos os casos, utiliza-se um plugue no fundo e um plugue no topo da coluna conforme Figura 12.

Em poços de completação seca a cabeça de poço pode possuir válvulas adicionais na linha do anular A (primeiro anular, imediatamente fora da coluna de produção). Em poços de completação molhada o cenário usual para uma árvore de natal vertical é a utilização de um equipamento complementar que não é representado: Base Adaptadora de Produção (BAP). Nesse caso o suspensor de coluna é instalado na BAP, que possui bloqueio próprio para a linha de anular. Será considerada a presença de uma válvula na linha de anular para implementar essa solução na árvore de falha.

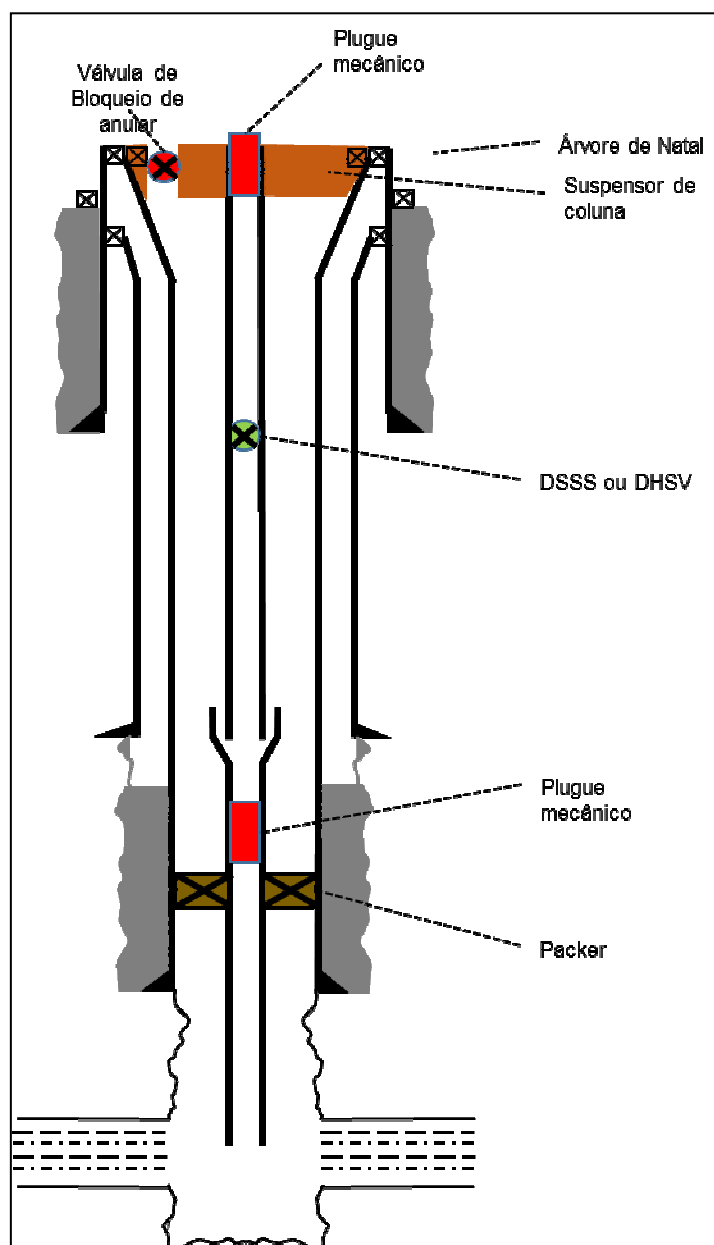


Figura 12: Poço fechado com plugues mecânicos de fundo e de topo (sem árvore de natal).

3.5. ABANDONO TEMPORÁRIO – FECHAMENTO DA ÁRVORE DE NATAL E TAMPÃO DE CIMENTO DE FUNDO (CENÁRIO 5)

Outro cenário de interesse seria a utilização de um tampão de cimento no fundo do poço, substituindo um plugue mecânico. Esse cenário se apresenta como contexto viável numa situação de incapacidade de assentamento ou vedação do plugue de fundo. O tampão poderia ser testado com pressão na direção oposta ao fluxo, ou seja, de fora para dentro do poço.

O poço tipo é representado na Figura 13. Considera-se o plugue de cimento posicionado acima do *packer* cobrindo o interior e exterior da coluna de produção. Esse tipo de cimentação é realizado através de canhoneio da coluna para circulação do poço e posterior posicionamento do tampão de cimento.

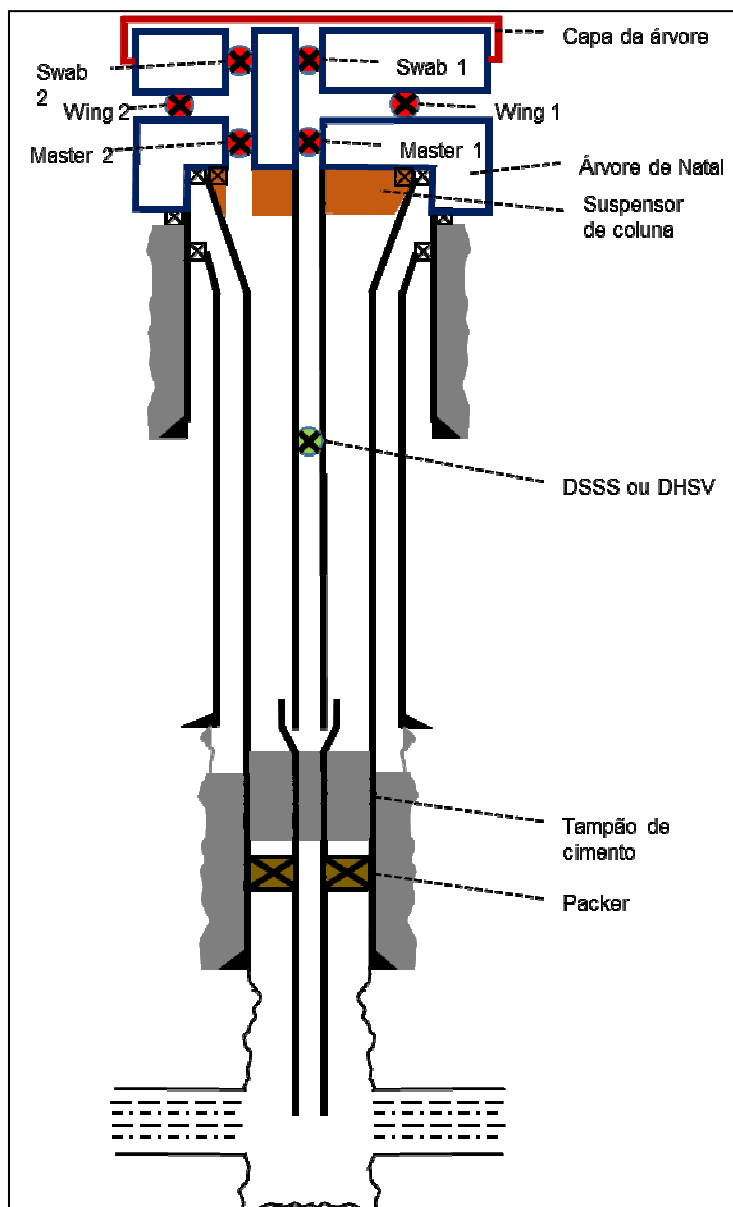


Figura 13: Poço fechado na árvore de natal com tampão de cimento no fundo

Espera-se que a confiabilidade de um tampão de cimento seja sensivelmente superior às outras barreiras mecânicas. Uma intervenção no poço equipado com árvore de natal poderia ser realizada com uma sonda ou embarcação simplificada e a operação de cimentação pode ser realizada de forma relativamente rápida. Isso implica numa solução de custo atrativo para substituir o cenário anterior: desequipar o poço e inserir plugues. Uma solução simples e potencialmente mais robusta pode implicar num custo menor e confiabilidade maiores, o que seria vantajoso do ponto de vista de negócio para uma operadora. No entanto, essa configuração implica num custo maior para possibilitar o retorno à operação do poço, sendo em alguns casos uma configuração irreversível.

Um problema da abordagem de um cenário com tampão de cimento é a falta de dados experimentais confiáveis sobre a confiabilidade do cimento. Um dos autores pesquisados propõe o uso de uma taxa de falha duas ordens de grandeza abaixo da média dos demais elementos de barreiras. Outros trabalhos que debatem o tema consideram a degradação do cimento por ação de dióxido de carbono. A bibliografia nesse segundo caso usualmente provém de outra linha de pesquisa: sequestro de carbono e efeito estufa. Um poço de petróleo pode possuir concentrações relativamente altas de contaminantes desse tipo, mas não é um modelo adequado para considerar a vida útil do cimento.

Tampões de cimento são utilizados de forma adjacente a um revestimento também cimentado conforme ilustrado na Figura 13. Esse tipo de tampão possui pré-requisitos específicos (NORSOK STANDARD D-010, 2013) para compor um abandono definitivo. As barreiras são tidas como permanentes, ou seja, possuem vida de projeto infinita em termos práticos. Esse requisito dificulta a análise de falha de tampões de cimento, dado que seria preciso coletar dados em espaços de tempo extraordinários, da ordem de várias dezenas de anos no mínimo.

Além de não ser um processo economicamente atraente, há o impeditivo de entrar num poço altamente degradado. Espera-se ainda que um tampão que cumpra os requisitos normativos não falhe, ou seja, o tampão provê uma barreira por tempo suficiente para que o processo de degradação do restante do poço ocorra sem o fluxo de hidrocarbonetos até que o poço se feche por completo. Nesse ponto se encontraria restaurada a condição geológica natural muito próxima à original previamente à existência do poço e não seria possível nem útil avaliar a confiabilidade de um tampão de cimento (FJAER e FOLSTAD, 2016).

O modelo de falha nesse cenário seria muito incerto, portanto este trabalho não abordará a modelagem deste modelo, excluindo-o dos resultados.

4. DETERMINAÇÃO DA TAXA DE FALHA DE UM PLUG INSTALADO NUM POÇO DE PETRÓLEO

4.1. CONCEITOS DE CONFIABILIDADE DE POÇOS

A norma ISO 14224 define confiabilidade como a “capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas durante um determinado intervalo de tempo”. Este trabalho utilizará o conceito também como uma medida do desempenho de confiabilidade por meio de uma probabilidade.

A função confiabilidade $R(t)$ dá a probabilidade de um item ou sistema desempenhar a função a contento durante o intervalo de tempo (t). A probabilidade de falha é o valor complementar $F(t)$, que dá a probabilidade do item ou sistema não desempenhar a sua função. Matematicamente, tem-se:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad \text{ou} \quad F(t) + R(t) = 1 \quad (1)$$

A taxa de falha de um componente pode ser interpretada como a sua tendência de falha após um tempo (RAUSAND et al, 2004). Em outras palavras, é a razão entre a probabilidade de um componente falhar no próximo instante de tempo ($t + \Delta t$) e o intervalo Δt , considerando que o item não falhou até o instante de tempo t . A taxa de falha pode ser uma função do tempo ou outra variável, mas comumente adota-se um valor constante (λ), como neste trabalho. Nesse caso a relação entre taxa de falha, confiabilidade e probabilidade de falha é dada pela equação:

$$R(t) = \exp(-\lambda.t) \quad \text{ou} \quad F(t) = 1 - \exp(-\lambda.t) \quad (2)$$

Além de simplificar os cálculos matemáticos, a estimativa de uma taxa de falha constante (λ) pode ser uma aproximação razoável em algumas aplicações. Em termos físicos, significa que o item é relativamente insensível ao seu envelhecimento,

pelo menos no período em que a função será utilizada. Esse conceito é importante, porque os valores propostos neste trabalho não ultrapassarão 20 anos, que é considerada a vida de projeto de um poço de petróleo (ZANETTI, 2014). Essa premissa também impede a análise de um poço em abandono permanente, onde além da escassez de dados experimentais, os tempos de missão são muito elevados, o que pode inviabilizar a utilização do modelo de taxa de falha constante.

Os bancos de dados da indústria e referências mais usuais (CORNELIUSSEN, 2006) se baseiam no modelo de taxa de falhas constantes, o que dificulta ainda mais compatibilizar os longos tempos esperados na duração de abandono com tampões de cimento. Aplicar uma taxa de falha muito menor para o plug de cimento pode simplificar o problema para pequenos intervalos de tempo, mas não seria um modelo adequado para todo o sistema em intervalos de tempos superiores a 20 anos.

A taxa de falha constante λ pode ser representada pela média de falhas de um componente ao longo de um intervalo de tempo:

$$\lambda = Nf/t \quad (3)$$

onde Nf é o número de falhas e t o intervalo de tempo observado. Outra grandeza física de fácil mensuração é o tempo médio até a falha (MTTF). Como a taxa de falha constante independe do intervalo de tempo por definição, o valor médio observado do MTTF é o inverso de λ , ou seja:

$$MTTF = t/NF \quad (4)$$

O MTTF é o valor comumente encontrado nos bancos de dados da indústria, com a vantagem de ter um significado físico de fácil correlação com a realidade. Outras informações podem ser extraídas a partir de λ ou do MTTF, como o desvio padrão. O desvio padrão daria a variabilidade esperada do dado, o que se correlaciona diretamente com o dado, podendo balizar a determinação dos limites superior e inferior do intervalo de valor esperado.

4.2. DETERMINAÇÃO DA TAXA DE FALHA DE UM PLUG INSTALADO NUM POÇO DE PETRÓLEO

A obtenção da taxa de falha de um plug instalado num poço de petróleo foi objeto do desenvolvimento do trabalho. Para isso, utilizou-se o banco de dados de operação de uma operadora de grande porte como base para levantamento da taxa de falha de plug. Esse banco de dados é proprietário e pode ser considerado vantagem competitiva pela empresa, portanto não será divulgado.

A metodologia proposta iniciou com uma busca no banco de dados de relatórios operacionais pelas palavras “plug”, “barreira” e “tampão”. Essa busca retornou 282 citações nas operações realizadas em 2017, 550 em 2016, 943 em 2015, 534 em 2014 e 434 em 2013. Antes de 2012 o banco de dados possui outro formato e não permite o mesmo tipo de busca.

Observa-se que o nível de atividades de instalação de plugs atingiu um pico em 2015 e que daí em diante o número reduziu sensivelmente. Isso é parcialmente explicado pela atividade da indústria ainda passar por ajustes devido às recentes flutuações do preço do barril de petróleo. Um fator técnico que vem reduzindo a utilização de plug como elemento de barreira são as novas completações de poços, cujos resumos de operações indicam a instalação de válvulas especiais na coluna de produção que fazem a mesma função do plug. Essa nova tecnologia permite a abertura do poço recém completado após a sua interligação com a unidade de produção com pulsos de pressão a partir da própria unidade, o que dispensa o retorno ao poço com recurso de alta complexidade. Não é escopo deste trabalho a analogia do plug com esta nova tecnologia, portanto os dados desse tipo de equipamento foram descartados.

A partir das citações, as operações foram separadas por poço conforme os números apresentados na Tabela 1. Isso se deve às repetidas citações de operações de teste, por exemplo, numa mesma intervenção num poço.

Ao final, cada poço foi investigado manualmente através da leitura dos relatos das operações ocorridas no mesmo. Esse relato é o histórico operacional durante a intervenção no poço e contém todas as ocorrências reportadas pelo representante da operadora a bordo da sonda. Esse tipo de relatório possui usualmente entre dezenas e algumas centenas de páginas, sendo um relato detalhado capaz de informar se o plug foi instalado e se estava estanque no momento que o a sonda deixou o poço.

Tabela 1 – Número de Citações de Poços por Ano

Ano	2017	2016	2015	2014	2013
Ocorrência da citação "Plug"	282	550	943	534	434
Número de poços com ocorrências	53	95	124	111	116

Esse processo demandou volume elevado de trabalho. Por vezes foi necessário ler mais de um resumo de operações. Quando o plug era instalado e removido na mesma operação com sonda, seu dado não era contabilizado. Esse tipo de operação ocorre com o poço em intervenção, não sendo tratado como abandono temporário. Além disso, a ampla gama de operações realizadas por uma sonda durante uma intervenção, na maioria das vezes toma alguns dias a no máximo alguns meses de operação, escopo diferente do que se buscou como representativo de poços em abandono temporário.

A partir da leitura dos resumos operacionais foi possível identificar as operações de instalação com plug com posterior remoção em outra intervenção com sonda. Como o elevado volume de dados tornou o trabalho inviável no tempo previsto, somente foram lidos os relatórios dos poços de 2015 a 2017. Isso resultou em 34 operações consideradas válidas em 28 poços, sendo que nenhuma apresentou falha de estanqueidade quando houve o retorno ao poço.

O extrato das operações se encontra no ANEXO 2. O nome dos poços foi suprimido, considerando um número como identificação para cada poço. Os poços foram ordenados a partir do tempo de missão, que é o tempo em anos contados a partir da instalação e teste do plug até seu teste antes da retirada.

Oito das 34 operações poços não possuíam registro específico de teste do plug na instalação ou na retirada, mas foi possível confirmar que o mesmo estava estanque a partir das operações subsequentes. Isso se deve pelo caráter pessoal dado à anotação no banco de dados: quando a barreira é instalada com forte apelo de segurança de poço, o teste é documentado de forma exclusiva. Quando a barreira é instalada com objetivo de colaborar em outra operação, como por exemplo prover estanqueidade para circulação de fluidos, o teste não é explícito, mas a operação subsequente só é possível com o mesmo estanque.

Outra informação extraída do banco de dados é a localização do plug. Embora a característica mecânica do plug não se altere significativamente, é observável pela Figura 14 que a instalação de plug se concentra na região do chamado *Tree Manifold*. O *Tree Manifold* é a interface entre a árvore de natal molhada e sua capa. Essa interface pode possuir interfaces hidráulicas (BAY e BAY, 2010) ou apenas servir como segundo envelope de barreira quando o fluido do poço está em contato com as válvulas de pistoneio (*swab*).

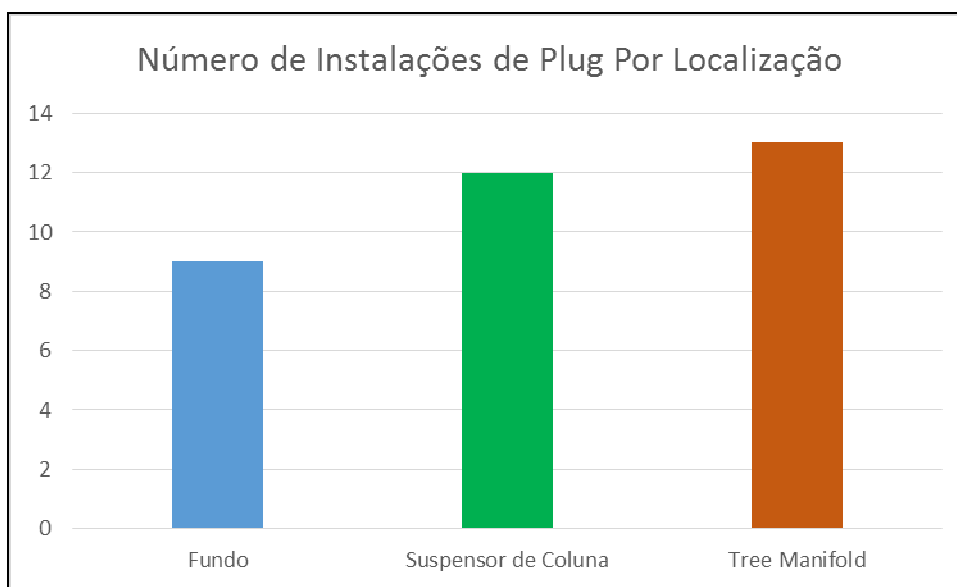


Figura 14: número de instalações de plug por localização no poço

Durante uma intervenção, após a retirada da capa da árvore, a ferramenta que conecta a sonda na árvore de natal se conecta à interface livre denominada *Tree Manifold*. Pela pesquisa realizada, não é incomum cenário em que, após a remoção da capa da árvore, a mesma não seja recolocada no poço, sendo o plug no *Tree Manifold* o responsável por prover uma segunda barreira ao fluido quando o poço está em fase de produção. Isso porque o plug pode ser instalado pela sonda durante a operação, enquanto a reinstalação da capa da ANM requer a desconexão da sonda e uma operação adicional para seu assentamento, travamento e teste. Assim sendo, o plug é uma alternativa viável para a segurança do poço.

Alguns equipamentos mais recentes e/ou Árvore de Natal Molhada Horizontal não possuem capa com conexões hidráulicas, sendo o plug esse elemento de vedação. Em equipamentos onde a funcionalidade da árvore fica comprometida sem a sua capa, a instalação de plug é ainda assim possível desde que o poço permaneça

fechado, pois a unidade de produção pode não ser capaz de adquirir sinais e enviar comandos para as válvulas. Nesse caso a não instalação da capa impede a operação do poço, mas é uma opção economicamente mais interessante pela economia de operações quando o poço fica em abandono temporário. O ganho é duplo, pois quando do retorno ao poço não será necessário remover a capa para conectar a sonda na ANM, eliminando mais algumas operações.

Já as operações de instalação de plug no fundo ou no suspensor de coluna garantem a presença de dois envelopes de barreiras mesmo quando a árvore de natal apresenta válvulas com falha de estanqueidade conforme os cenários apresentados no Capítulo 3.

Outra informação extraída do banco de dados após o levantamento de operações é o tempo de missão. O número de operações por intervalo quinquenal de tempo de missão é apresentado na Figura 15.

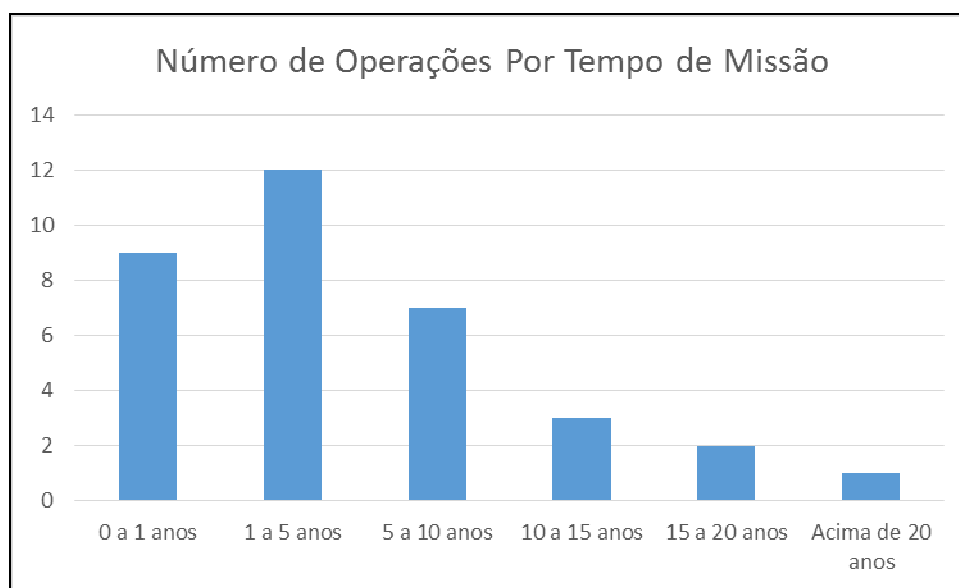


Figura 15: Número de operações de instalação de plug por tempo de missão

O tempo de missão varia de menos de 1 ano a 20,5 anos. A sua distribuição concentra operações de remoção em até 10 anos de operação. Isso ocorre pelo interesse de retornar a operar os poços em abandono temporário. Já os 3 poços cujo plug tem seu tempo de missão estendido para 15 anos ou mais são tipicamente poços que foram mantidos em abandono temporário até o descomissionamento do seu campo.

Cruzando também os dados do tempo de missão e da localização do plug, tem-se na Figura 16 que operações de instalação de plug no *Tree Manifold* usualmente resultam em maior tempo de missão.

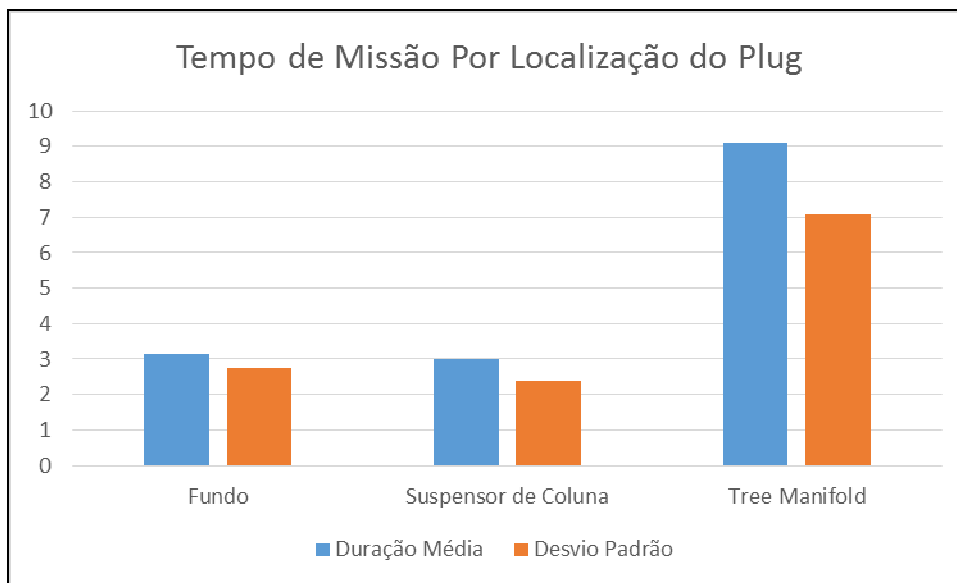


Figura 16: Tempo de missão por localização do plug

Essa observação está em linha com o que foi observado nos resumos de operação. Conforme já avaliado, a instalação de plug no *Tree Manifold* em alguns casos tem um viés de eficiência operacional quando o poço não voltará a produzir, portanto a capa da árvore é elemento dispensável. Nesses cenários o poço pode aguardar o abandono permanente em segurança, o que em sintonia com os dados apresentados na Figura 15 implica num maior tempo de missão.

Após essa avaliação amostral, foi calculada a taxa de falha constante de um plug instalado cuja remoção ocorre em outra etapa de retorno ao poço. Embora haja mais de uma forma de fazê-lo a partir de dados experimentais (TAYLOR, 1997), optou-se pelo teste do Qui Quadrado (X^2) de Pearson.

O uso da distribuição Qui Quadrada requer o uso de taxa de falha constante, pois os limites superior e inferior de falha são extraídos de envelopes que contém uma distribuição discreta de Poisson, utilizada para modelar as ocorrências de falhas em uma amostra que se ajusta a um processo homogêneo, ou seja, com taxa de falha constante (Alves, 2012). A hipótese de que o sistema pode ser modelado com taxa de falha constante é reforçada por outros fatores citados no Capítulo 4.

Dado que não foram encontradas falhas, aplicou-se uma distribuição Qui Quadrada com dois graus de liberdade para calcular a taxa máxima de falha esperada para um intervalo de confiança.

Optando por um intervalo ε de 95%, utiliza-se o inverso da função Qui Quadrado para definição do fator Z a ser aplicado (TAYLOR, 1997), sendo possível dispor do cálculo do mesmo em programas de planilhas comercialmente disponíveis.

$$Z_{(\varepsilon,2)}=1,2887 \quad (5)$$

A partir do fator Z é possível determinar o intervalo da taxa de falha (ALVES, 2012):

$$[Z_{(1-\varepsilon,2)}.NF/(2T) ; Z_{(\varepsilon/2,2).(NF+1)/(2T)}] \quad (6)$$

Onde NF é o número de falhas (zero) e T é o tempo total observado (182,51 anos). Aplicando (5) em (6), temos o intervalo calculado [0 ; 0,403E-6] falha/10⁶h. Esse resultado está na mesma ordem de grandeza de falhas de estanqueidades de elementos de vedação de poços, como válvulas gaveta e *packer*, mas uma ordem de grandeza acima da taxa de falha de vazamentos externos em válvulas, por exemplo.

O espectro de taxa de falhas dá incerteza ao modelo, pois a taxa real pode ser muito menor que o previsto pelo limite superior. Aplicando novamente as equações (5) e (6) com intervalo de confiança de 50%, o intervalo se reduz a [0 ; 0,180E-6].

É possível que com uma pesquisa mais extensa o limite superior diminua, dado que nenhuma falha foi encontrada no banco de dados no intervalo pesquisado apenas de 2015 a 2017. Pode ser que haja um tempo total de exposição ao risco ainda maior sem registro de falha, embora o cálculo realizado tenha representatividade quando comparado aos bancos de dados da indústria.

O valor da taxa de falha pode ser revisto como seu inverso MTTF (equação 4) de 283 anos, um valor bastante alto em termos práticos se comparado à vida útil de 20 anos considerada para os poços.

A título de comparação, o banco de dados Wellmaster em sua versão de 2006 possuía dados com tempo de exposição ao risco duas ordens de grandeza abaixo do pesquisado no trabalho. O número de eventos observado é uma ordem de grandeza inferior. Já o banco de dados Oreda, em sua versão de 2009, apresenta um valor entre os

dois valores propostos para o limite superior de falha encontrados com diferentes intervalos de confiança. Os bancos de dados citados são proprietários, portanto não serão publicados. Opcionalmente, valores publicados a partir desses bancos de dados por outros autores foram considerados (FONSECA, 2012) conforme ANEXO 1, não apresentando prejuízo para o resultado final do trabalho.

4.3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA AVALIAÇÃO DA INCERTEZA DO DADO

A partir de um dado obtido considerado representativo, optou-se também por realizar uma análise comparativa com elementos semelhantes. Seria utilizada como base de comparação a taxa de falha de um *packer*, dado que o mesmo é instalado de forma similar, porém assentado no revestimento do poço. No entanto, o valor encontrado para esse elemento nos bancos de dados da indústria está na mesma ordem de grandeza do limite superior da taxa de falha determinada para um plug com intervalo de confiança de 95% e é bastante similar ao limite superior de falha determinada com intervalo de confiança de 50%.

Uma análise de sensibilidade utilizando o *packer* como referência não apresentará resultados com diferenças significativas. Durante a pesquisa nos relatórios da base de dados da operadora foram observadas três falhas de *packer*, o que pode indicar que a taxa de falha de plug é inferior à desse elemento, embora os bancos de dados da indústria apresentem para *packer* (0,121E-6) um valor inferior ao obtido na equação (6).

Outra opção seria equivaler o vazamento de um plug a um vazamento externo de um elemento de árvore de natal, como o vazamento para o meio externo através das vedações de uma válvula. Esse dado está disponível nos bancos de dados da indústria e sua taxa de falha é uma ordem de grandeza abaixo do limite superior da taxa de falha de plug determinada neste trabalho com 95% de confiança.

Será possível analisar a sensibilidade do modelo a essa taxa de falha para avaliar o impacto da sua incerteza. Uma análise análoga poderia ser realizada para a confiabilidade de um tampão de cimento, que não é escopo desse trabalho. Nesse caso específico é ainda mais desafiador realizar uma análise de engenharia, mesmo que

qualitativa, pois não foram encontrados bancos de dados com teste de poços já abandonados permanentemente, de forma a referenciar qualquer estudo quantitativo.

Obtidos os resultados e análises de sensibilidade, espera-se comparar os cenários entre si e discorrer sobre os mesmos com uma análise crítica dos níveis de segurança apresentados por cada tipo de abandono temporário.

5. MODELAGEM DO SISTEMA

Após a definição dos cenários a serem estudados, que podem ser modificados ao longo do desenvolvimento do trabalho, será realizada a modelagem dos caminhos de vazamento. O poço apresentado pode apresentar falhas em seus elementos que permitam a passagem do fluido entre cavidades, o que pode ser modelado com caminhos de vazamentos entre compartimentos. As falhas foram abreviadas e sua referência, descrição e valores de taxa de falha são encontrados no ANEXO 1.

A partir das configurações previamente apresentadas, dois diagramas são considerados como a representação dos caminhos de vazamento entre compartimentos de forma a modelar um diagrama capaz de identificar os elementos de barreira e seus modos de falha, permitindo o cálculo da probabilidade de falha para cada cenário conforme a Figura 17.

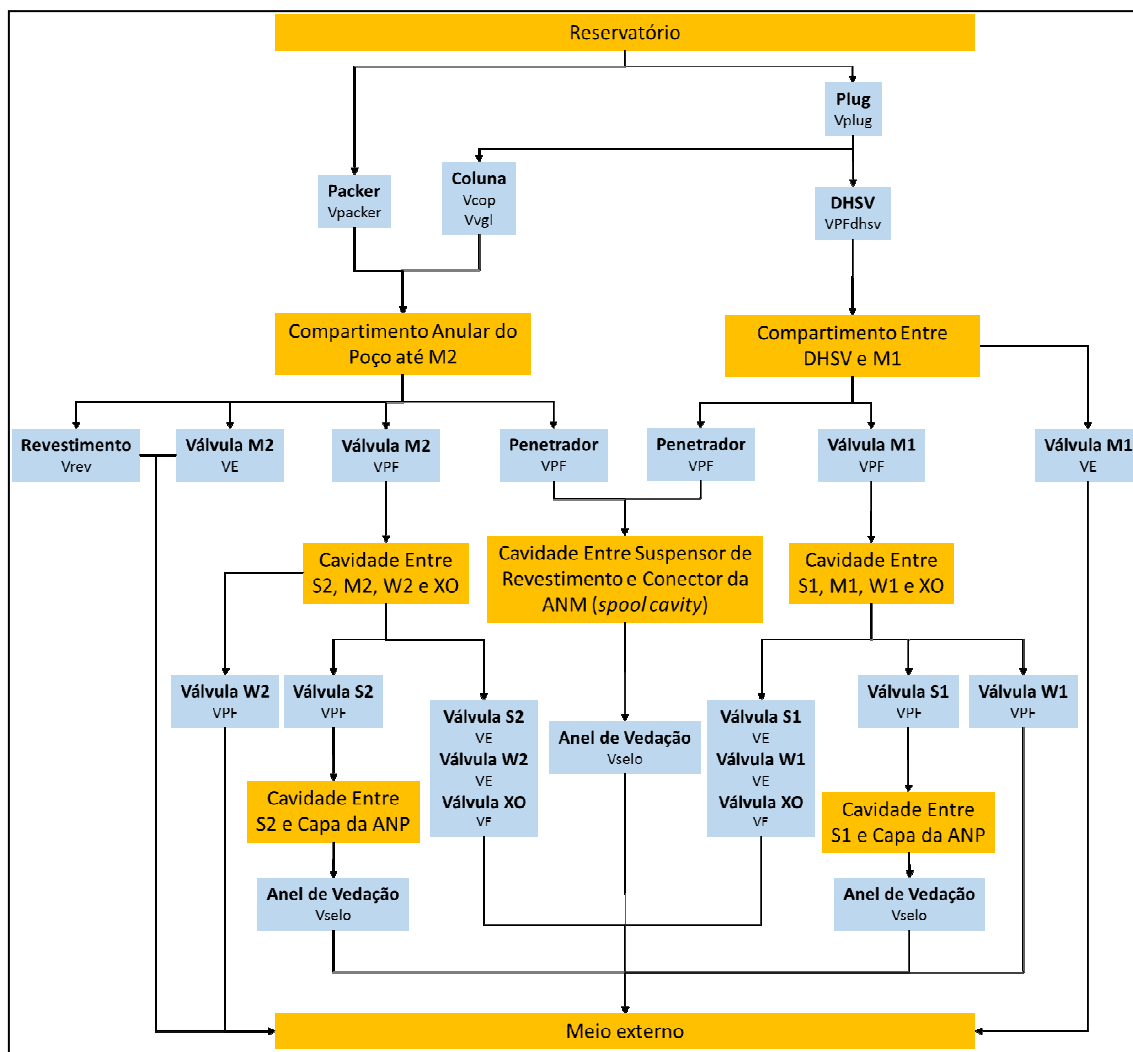


Figura 17: Caminhos de vazamento de um poço de petróleo com árvore de natal

Na Figura 17 observa-se os caminhos de vazamentos para poços equipados com árvore de natal molhada (ANM). Na cor laranja são representados os compartimentos, enquanto a cor azul é utilizada para os componentes, que acompanham nesse caso a falha considerada. Nesse tipo de representação dois elementos horizontalmente dispostos cujos caminhos se unem equivalem a uma conexão lógica “ou”, enquanto a sequência vertical de elementos equivale a conexões lógicas “e”.

O modelo proposto na Figura 17 é aplicável a todos modelos com presença de árvore de natal. A facilidade matemática adotada para variar os casos modelados é a alteração das taxas de falha do plug e da DSSS. Nos casos em que há válvula de segurança sub superfície, utiliza-se os dados de falha da mesma. Quando a válvula é substituída por um plug de topo, utiliza-se a taxa de falha do plug no lugar da DSSS.

O plug de fundo, quando inexistente, tem sua probabilidade de falha forçada a 100%, tornando sua existência indiferente ao modelo. Essas simplificações permitem

modelar mais casos da mesma forma pois as cavidades não se alteram e é possível comparar as probabilidades de falhas intermediárias, ou seja, a probabilidade de o fluido chegar às mesmas cavidades em vários modelos, o que facilita a identificação dos fatores que mais afetam o resultado.

Para o cenário de um poço sem árvore de natal, o número de cavidades é menor e o modelo utilizado é proposto conforme a Figura 18:

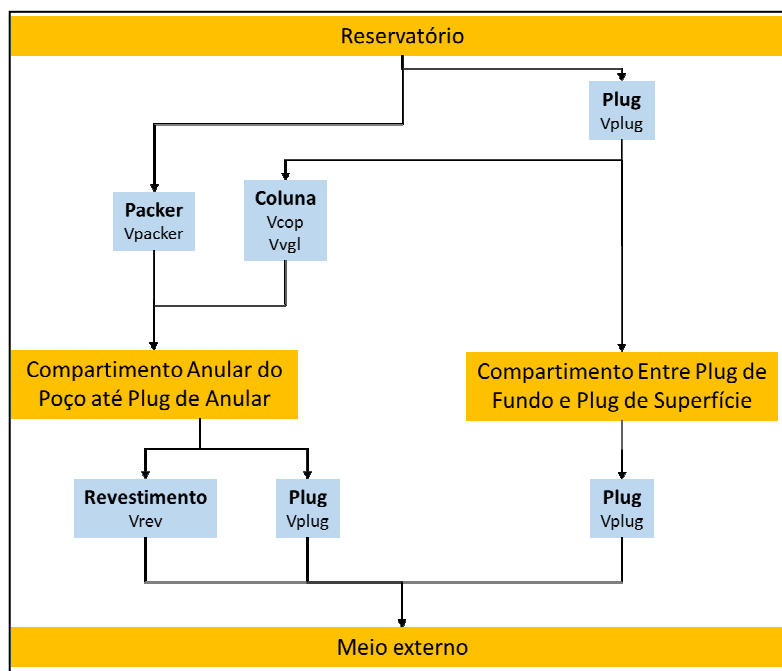


Figura 18: Caminhos de vazamento de um poço de petróleo sem árvore de natal

A simplificação do modelo é clara pela Figura 18. As cavidades que dependem da presença da árvore de natal foram removidas, mas os compartimentos iniciais da Figura 17 são similares aos do modelo subsequente.

Montadas as árvores de falha, serão utilizados bancos de dados da indústria de petróleo (WellMaster e SubseaMaster) para obtenção das taxas de falha dos elementos. Haja vista que são bancos de dados de acesso restrito, cujo uso depende da participação e aporte financeiro, não serão publicados os dados desses bancos.

Durante a revisão bibliográfica realizada foi observada escassez de dados para falha de plugues. O banco de dados WellMaster Phase III possui uma taxa de falha para estanqueidade de plugues com observação de que o dado não é confiável. Além disso observou-se nesse banco de dados uma amostra de menos de cinco plugues, o que poderia deixar o dado pouco representativo mesmo se considerado inicialmente adequado.

A definição da falha de plugue considerada neste trabalho também não é unânime entre os bancos de dados da indústria. Essas referências externas podem se referir a uma taxa de sucesso de assentamento e vedação de um plugue. No trabalho pretendido, considera-se que o plugue está assentado com sucesso e a falha seria uma falha de estanqueidade ao longo do tempo após a certificação da sua estanqueidade.

A leitura dos relatórios de operação é, portanto, um processo fundamental para evitar a inclusão de falhas de plug durante seu assentamento. Foram encontradas várias ocorrências desse tipo durante a análise dos dados e observou-se que a falha foi contornada com outra tentativa ou uma medida mitigadora diferente, tal como o bombeio de pasta de cimento ou a colocação de plug em outra região da coluna de produção.

Um fato a ser observado já na modelagem inicial é que o plug de fundo fica a jusante de todas as barreiras, com a exceção do *packer*. Isso implica numa conexão lógica “e” com quase todas as demais barreiras previstas no modelo, o que tende a melhorar a confiabilidade do poço. Essa análise será verificada no capítulo de resultados e conclusões.

O modelo de confiabilidade escolhido é o de taxa de falhas constante. É o modelo mais facilmente empregado porque possui uma única variável a ser utilizada, não dependendo de outros fatores de forma como numa distribuição de Weibull. Na bibliografia estudada, os trabalhos da fase de produção também se baseiam nessa metodologia. (ALVES, 2012) e (ZANETTI, 2014) utilizam o modelo de taxa de falhas constante, porém com reparabilidade e teste de elementos. Isso traz outras variáveis que são escopo específicos de seus trabalhos, mas não são aplicáveis ao cenário proposto para abandono temporário.

Referências de amplo desenvolvimento teórico e reconhecimento acadêmico, como por exemplo (CORNELIUSSEN, 2006), também tratam esse modelo como apto para o cenário de poços, correlacionando baixa influência do envelhecimento dos componentes nas suas taxas de falha durante a vida útil de projeto de um poço, usualmente da ordem de vinte anos. No cenário de abandono temporário proposto, com o poço desconectado, espera-se que não seja possível monitorar a integridade das barreiras até a próxima intervenção no poço. Assim sendo, o conceito de reparabilidade perde sentido. O retorno ao poço para esse monitoramento de barreiras tende a ser pouco interessante sob o ponto de vista econômico e de segurança.

Em primeiro lugar, o retorno ao poço marítimo de completção molhada se dá com recursos de alto dispêndio, como sondas ou barcos de intervenção (THOMAS, 2004). Sob o ponto de vista de segurança, caso houvesse retorno ao poço com recurso de alta complexidade, alguma operação adicional provavelmente seria motivadora do acesso ao mesmo. A Figura 15, por exemplo, demonstra que os intervalos entre assentamento e remoção de plug se concentram em períodos pequenos do espectro, o que pode ser explicado pelo interesse de retornar o poço à operação por interesses econômicos.

Caso o poço não seja candidato a rápido retorno à produção, entende-se que economicamente não há interesse em adiantar o retorno ao poço para abandono permanente com tampões de cimento. Isso porque esse dispêndio não dá retorno para o operador, sendo uma questão basicamente de gestão de integridade e atratividade do negócio gerenciar quando intervir no poço. Nesse cenário, o objeto deste trabalho é o mais representativo e justificado, pois permite a análise quantitativa da integridade de diferentes configurações de poços para definir a reentrada no poço.

O uso do modelo de taxa de falha constante também se justifica pelo acesso aos bancos de dados da indústria. Esses bancos de dados tratam as taxas de falha dessa forma, o que torna a utilização de outros modelos dependente de massa crítica de dados própria de cada operadora. Embora entenda-se que seria possível criar um modelo mais elaborado a partir de taxas de falha não constantes, a dificuldade na formação dessa massa crítica e a boa resposta da realidade tendem a justificar essa escolha por si só.

6. RESULTADOS

6.1. CASO BASE: TRÊS ANOS DE EXPOSIÇÃO, TAXA DE FALHA DE PLUG DETERMINADA

Para apresentação dos resultados, o modelo gráfico proposto no Capítulo 4 será avaliado primeiramente com valores de confiabilidade após três anos em abandono temporário. Esse intervalo foi escolhido por se tratar do limite regulatório atual em território nacional para o abandono temporário não monitorado de poços. Esse tipo de abandono temporário implica no fechamento do poço sem que haja monitoramento, ou seja, sem que seja possível atestar que as barreiras do poço seguem cumprindo sua missão ou não.

Para o Cenário 1 do Capítulo 3 (Poço em Abandono Temporário Fechado na ANM e DHSV), replica-se as probabilidades de falha acumuladas ao longo dos caminhos de vazamento na Figura 19:

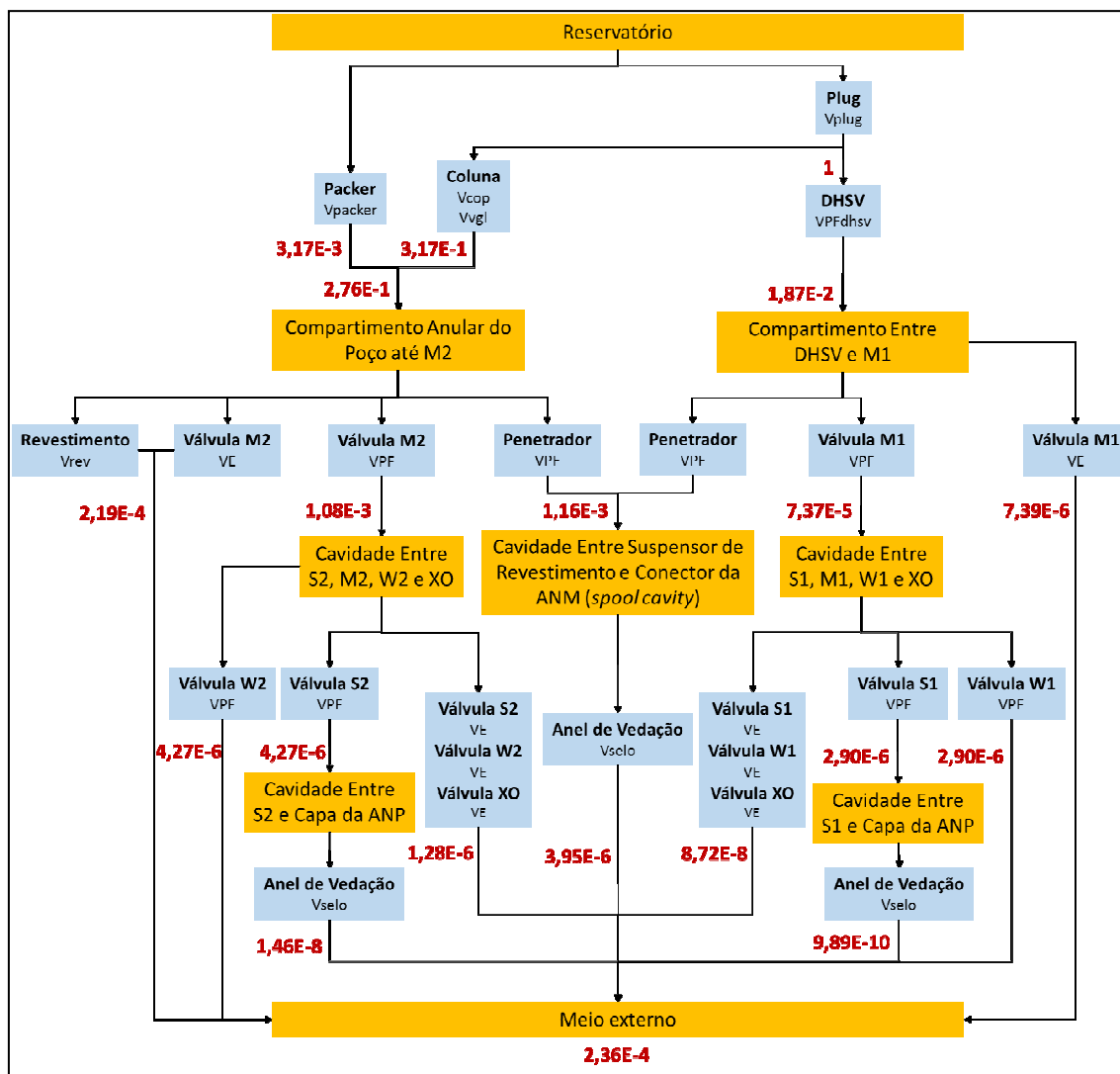


Figura 19: Probabilidades de falhas para Cenário 1

Foram representadas as probabilidades de falha ao longo de cada elemento de barreira. Conforme previsto, nessa primeira análise a probabilidade de falha para o plug de fundo foi considerada 100%. Observa-se que a coluna de produção possui probabilidade de falha relativamente alta, o que contribui para que o ramo mais à esquerda, que prossegue como a maior probabilidade de falha que ao final se combina com as demais até o meio externo numa conexão lógica “ou” que afeta fortemente o resultado final.

Por outro lado, os caminhos de vazamento que atravessam várias cavidades acabam por acumular várias salvaguardas, diminuindo sensivelmente a probabilidade de falha de seus respectivos ramos.

a cavidade do anular. Nesse cenário a DSSS teve sua falha forçada a 100%, dado que o plug fez o seu papel como barreira. Isso é confirmado pela mesma probabilidade de falha antes e após a DSSS, deixando a válvula matematicamente transparente ao modelo.

A Figura 21 apresenta o Cenário 3, onde tanto DSSS quanto válvulas M1 e S1 já estão em falha permitindo a passagem de fluido e foram substituídas por plug de fundo e plug no suspensor de coluna.

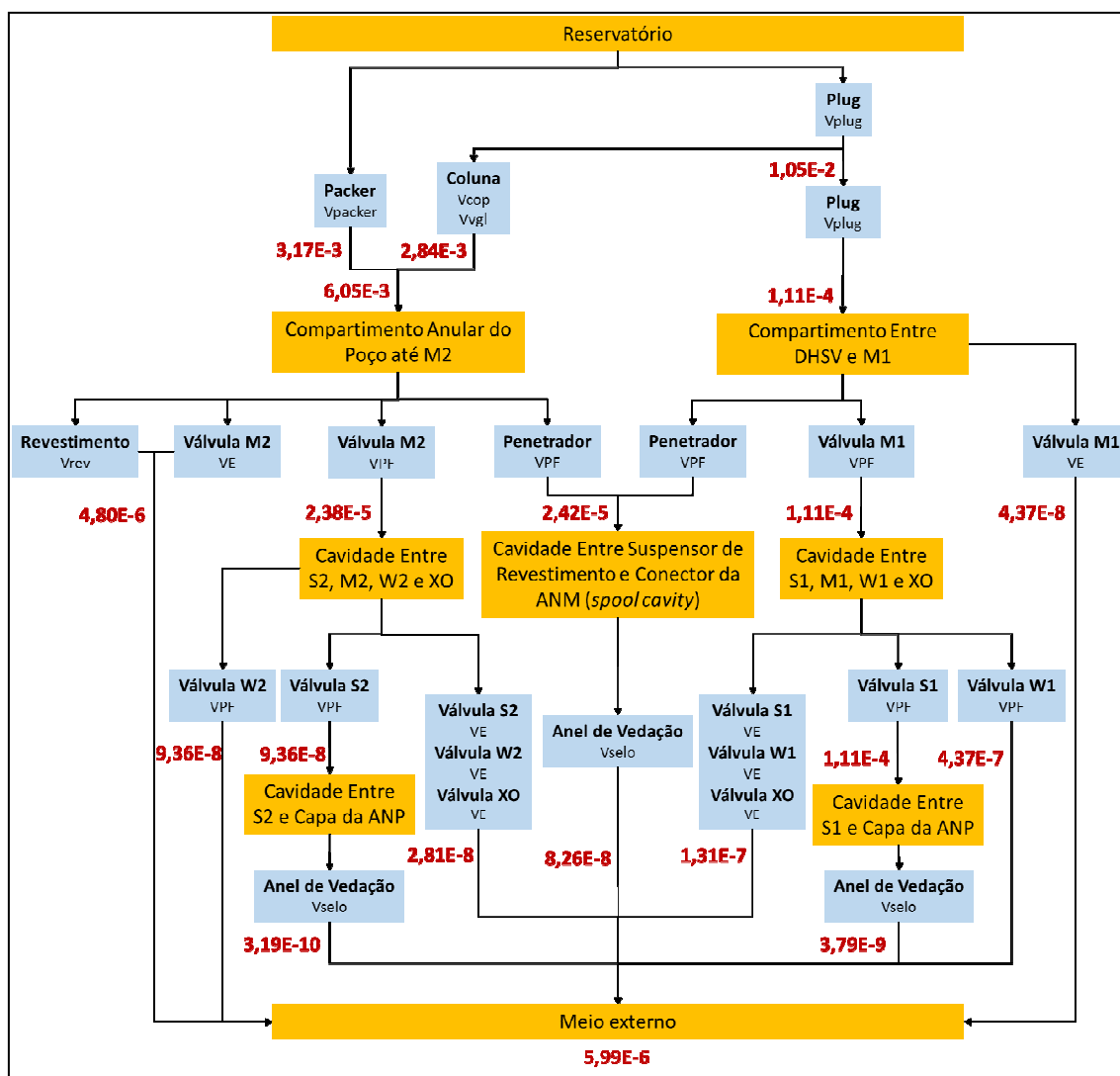


Figura 21: Probabilidades de falhas para Cenário 3

Observa-se que a troca das válvulas M1 e S1 por um plugue não alterou sensivelmente o resultado da probabilidade de falha global. Localmente a falha da DSSS de Vazamento na Posição Fechada (VPF) foi substituída pela falha de um plug instalado no suspensor de coluna.

O resultado não foi alterado sensivelmente porque novamente o ramo que mais influencia o resultado global está ligado ao compartimento equivalente ao anular do poço. As alterações feitas se concentraram no lado direito do diagrama, reduzindo sua probabilidade de falha. Como o ramo mais à esquerda segue dominante, o resultado final manteve-se na mesma ordem de grandeza embora tenha havido melhora.

Esse resultado confirma a hipótese de que um plug instalado no suspensor de coluna pode substituir duas válvulas em falha na árvore de natal sem prejuízo para a segurança. É interessante notar que esse cenário troca a redundância de duas válvulas por um único elemento sem detrimento à segurança. Por outro lado, não houve acréscimo significativo na confiabilidade como no caso do plug de fundo. Isso ocorre pela localização bastante a jusante no modelo. O plug de fundo, conforme já avaliado, é instalado à montante de vários elementos, o que traz ganhos mais significativos em vários ramos.

O próximo modelo referencia-se ao Cenário 4 do Capítulo 3 e equivale a um poço não equipado com árvore de natal. A Figura 22 explicita após cada elemento a probabilidade de falha acumulada no caminho de vazamento para posterior análise.

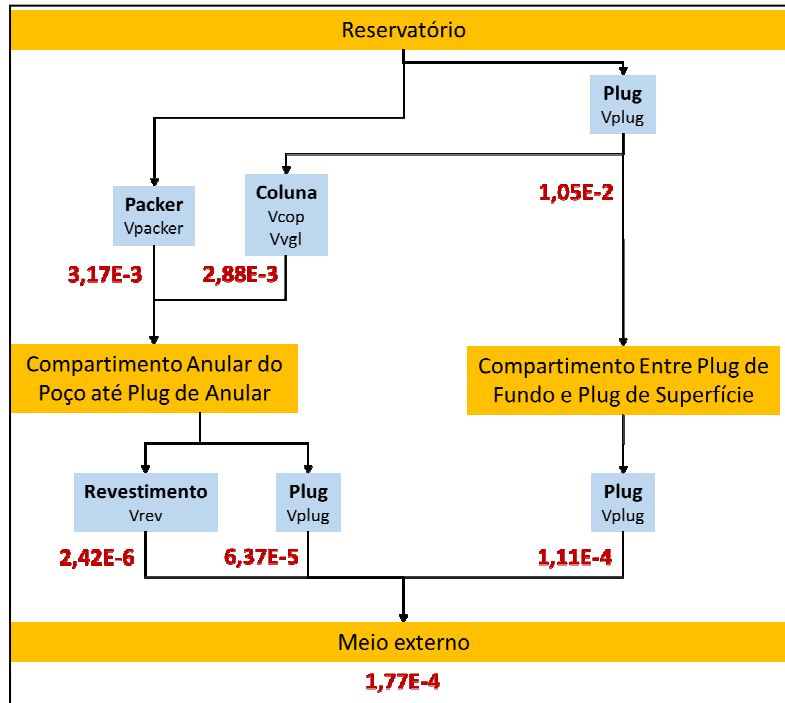


Figura 22: Probabilidades de falhas para Cenário 4

A simplicidade do cenário demonstra objetivamente que o resultado final de probabilidade de falha mesmo com um número reduzido de elementos de barreira é

análogo ao poço equipado com árvore de natal conforme o Cenário 1. Na presença de poucos elementos a confiabilidade do plug presente como barreira entre todos os compartimentos torna-se elemento crítico. O ramo que domina o resultado final é exatamente o que representa o caminho de vazamento pela coluna de produção através de dois plugs em série. Nesse caso uma análise de sensibilidade da taxa de falha do plug deve produzir resultados com maiores variações.

A partir desses resultados compilados, é possível enumerar alguns pontos importantes a serem observados nas análises seguintes:

- O caminho de falhas crítico para o resultado final em poços equipados com árvore de natal é o que contém o compartimento do anular do poço
- A instalação do plug de fundo afeta sensivelmente o resultado final em poços equipados com árvore de natal
- A instalação do plug de superfície (no suspensor de coluna) não afeta sensivelmente o resultado final em poços equipados com árvore de natal
- O poço em abandono temporário sem árvore de natal molhada é mais sensível a variações na taxa de falha do plug

Essas observações serão revistas nas análises seguintes. A primeira proposta é avaliar o efeito do tempo no resultado. Com o passar dos anos espera-se naturalmente que o risco dos poços em abandono temporário se eleve. No entanto, dado que as árvores de falha possuem diferentes configurações, espera-se que algumas configurações sejam mais afetadas que outras.

6.2. EFEITO DO ENVELHECIMENTO COM TAXA DE FALHA DE PLUG DETERMINADA

Essa avaliação é importante por referenciar a evolução de risco de poços em abandono temporário por longo prazo, como nos cenários em que o poço fica nessa configuração até o abandono permanente no descomissionamento do campo, anos à frente. Como não há alterações internas ao diagrama de barreiras, nem alterações em

taxas de falhas específicas, os diagramas serão suprimidos e a comparação se dá na probabilidade de falha global entre os quatro cenários avaliados na Figura 23.

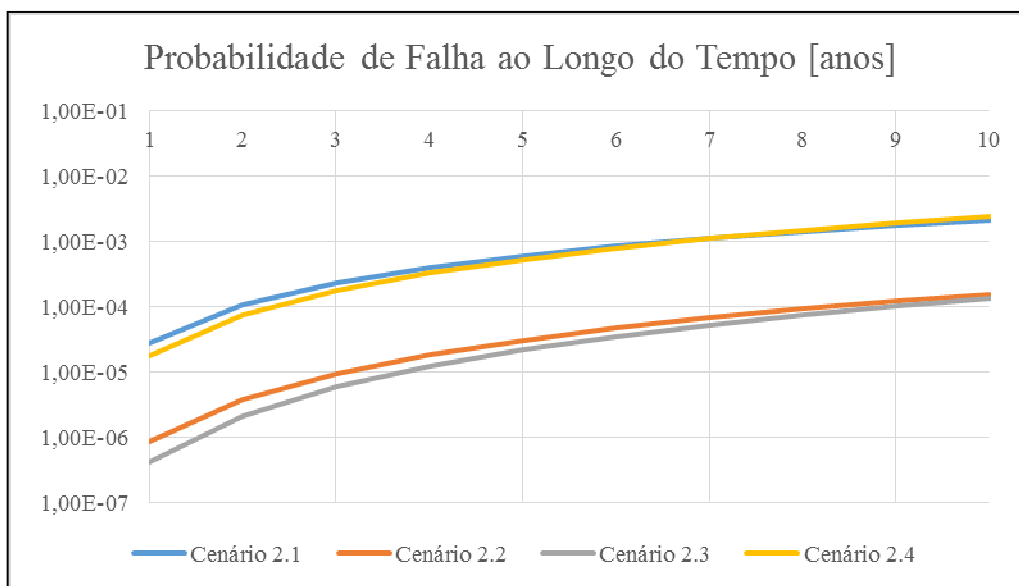


Figura 23: Comparação na Evolução da Probabilidade de Falha Global

A Figura 23 confirma algumas observações realizadas anteriormente. Em primeiro lugar, os cenários 2 e 3, onde o poço está equipado com árvore de natal molhada e plug de fundo, apresentam confiabilidade muito superior ao cenário de poços apenas fechados na árvore de natal molhada e DSSS.

Em segundo lugar, o poço abandonado apenas com plug de fundo e plug de superfície também acompanha ao longo do tempo o poço fechado na árvore de natal molhada e DHSV, demonstrando que ambos podem ser considerados equivalentes em termos de risco ao longo do tempo mesmo com diagramas de barreiras evidentemente diferentes.

Na análise comparativa explicitada na Figura 23 observa-se ainda que os cenários 2 e 3 atingem com 10 anos em abandono temporário um risco similar aos cenários 1 e 4 com a taxa de falha obtida a partir dos dados operacionais de poços. É possível, portanto, realizar uma análise quantitativa como essa para determinar o tempo que um poço poderia permanecer em abandono temporário, a depender de sua configuração mecânica considerando um valor padrão de confiabilidade.

6.3. VALIDAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

A Figura 23 explicita outra informação relevante: o valor encontrado para os três primeiros anos no Cenário 1. Observa-se que o valor médio nesse período se localiza próximo ao limite superior do intervalo de probabilidade de falha compreendido entre ordens de $1E-4$ e $1E-5$. Dentre as referências mais diretas pesquisadas, (ZANETTI, 2014) apresenta uma análise da confiabilidade média de poços em fase operacional. A análise varia o período de testes das barreiras e inspeção dos equipamentos de poço para detecção de vazamentos, apresentando cenários para poços íntegros ou com algumas falhas em elementos de barreiras. Os valores médios de probabilidade encontrados para poço íntegro, variando a periodicidade de inspeção e sem teste de estanqueidade, são apresentados na Figura 24.

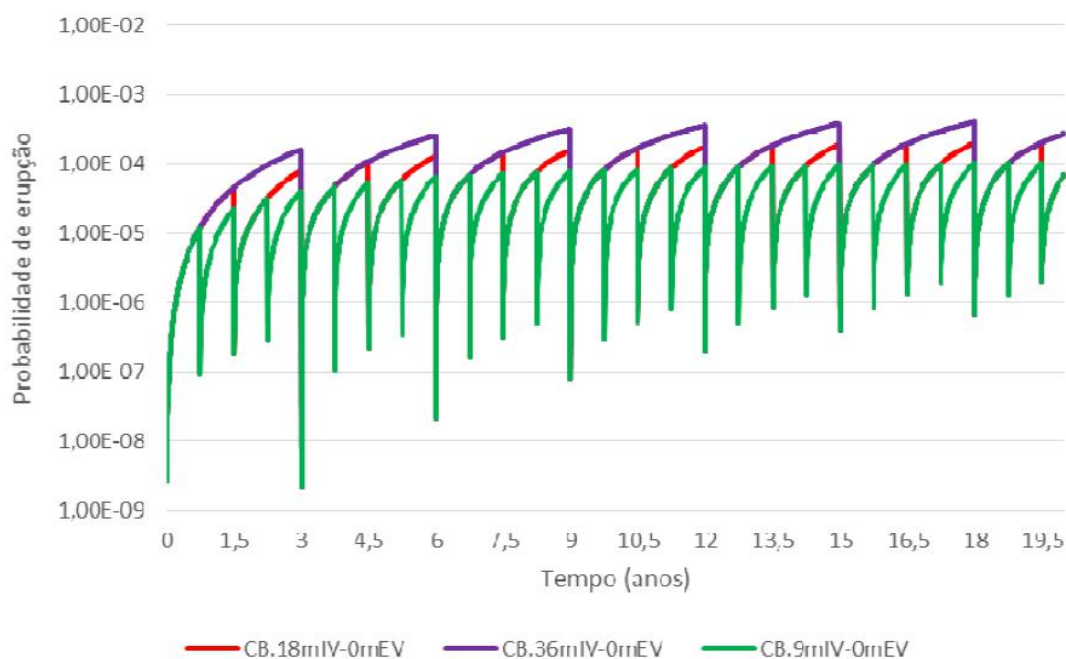


Figura 24: Probabilidade de Falha para Poço na Fase de Produção (ZANETTI, 2014)

Observa-se no referido trabalho que as probabilidades médias de falha ao longo de 20 anos variam entre $1E-4$ e $1E-5$. No entanto, a Figura 24 demonstra para os três primeiros anos que essa probabilidade média estaria entre $1E-6$ e $1E-4$ para os cenários com inspeção visual a cada 18 ou 36 meses (linhas vermelha e roxa respectivamente). O modelo proposto na bibliografia pesquisada para poços na fase de produção (ALVES, 2012) e (ZANETTI, 2014) possui dutos conectando a árvore de

natal até a plataforma de produção, mas essas barreiras adicionais não são esperadas como o principal fator, pois se encontram a jusante da maioria dos demais elementos de barreiras.

O modelo também trabalha com o anular do poço operando com pressão de *gas lift* acima da pressão hidrostática do poço em 90% do tempo. Essa premissa diminui a probabilidade de falha pelo caminho de vazamento que preenche a cavidade do anular do poço, que no cenário do abandono temporário de um poço fechado na ANM e DHSV é a maior influência na probabilidade de falha global.

Assim sendo, a fim de validar o modelo deste trabalho, simulou-se curva do Cenário 1 adaptado com as taxas de falha correlatas a eventos imediatamente anteriores ao preenchimento do anular para 10% do valor nominal encontrado nos bancos de dados. Essa adequação permite que os modelos se aproximem, embora não tenha sido proposto o modelo de itens reparáveis no caso dos poços em abandono temporário. O resultado é apresentado graficamente na Figura 25.

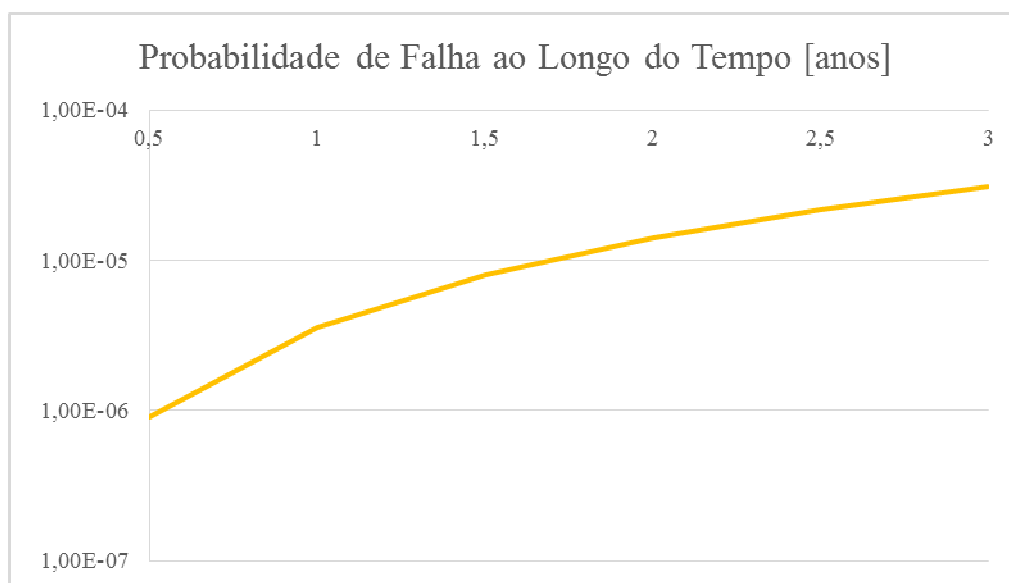


Figura 25: Evolução no Tempo para Cenário 1 com redução de 90% de falhas que preenchem o anular do poço

A simulação com o Cenário 1 adaptado demonstra que o modelo proposto para abandono temporário está alinhado com o modelo utilizado para poços na fase de produção. A semelhança de valores é razoável, mas desta vez o modelo para abandono temporário é mais seguro que o modelo para o poço em produção. Na Figura 24 a linha para inspeção visual a cada 36 meses chega a cruzar o limite de $1E-4$.

Essa diferença é explicada pela árvore de falha diferente entre ambos os cenários. Para o poço em produção considera-se que as válvulas estão na posição aberta, portanto cada elemento deste tipo possui um modo de falha adicional: falha ao fechar. Já o poço em abandono temporário já está com suas válvulas fechadas, o que reduz parcialmente o risco do modelo. Dadas as considerações supracitadas, se pode inferir que o modelo utilizado apresenta resultados condizentes com os resultados de modelos mais próximos dentre as referências encontradas.

6.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DO MODELO À TAXA DE FALHA DO PLUG

A taxa de falha de um plug obtida pela coleta de dados de operação, com intervalo de confiança de 95%, se encontra num intervalo de zero a $0,403E-6$. Conforme proposto no Capítulo 3, uma análise de sensibilidade se faz necessária a fim de verificar se uma taxa menor que a encontrada pode alterar os resultados. A proposta da troca do valor da taxa de falha do plug pela falha vazamento externo em válvula de ANM ($0,015E-6$) foi aplicada para os 4 cenários avaliados. Para que seja possível uma comparação direta com os resultados do Capítulo 6.1 foi mantido o tempo de exposição ao risco de três anos, além das taxas de falhas de todos os demais elementos.

O cenário que representa o fechamento da árvore e DSSS conforme Capítulo 1 não apresenta diferença, pois não há plug instalado. Segue válido nessa análise de sensibilidade o resultado apresentado na Figura 19.

O Cenário 2, onde é instalado um plug de fundo e se considera a falha da DSSS, pode ser afetado pela análise de sensibilidade. Os resultados são representados novamente com a probabilidade de falha após cada elemento de barreira na Figura 26.

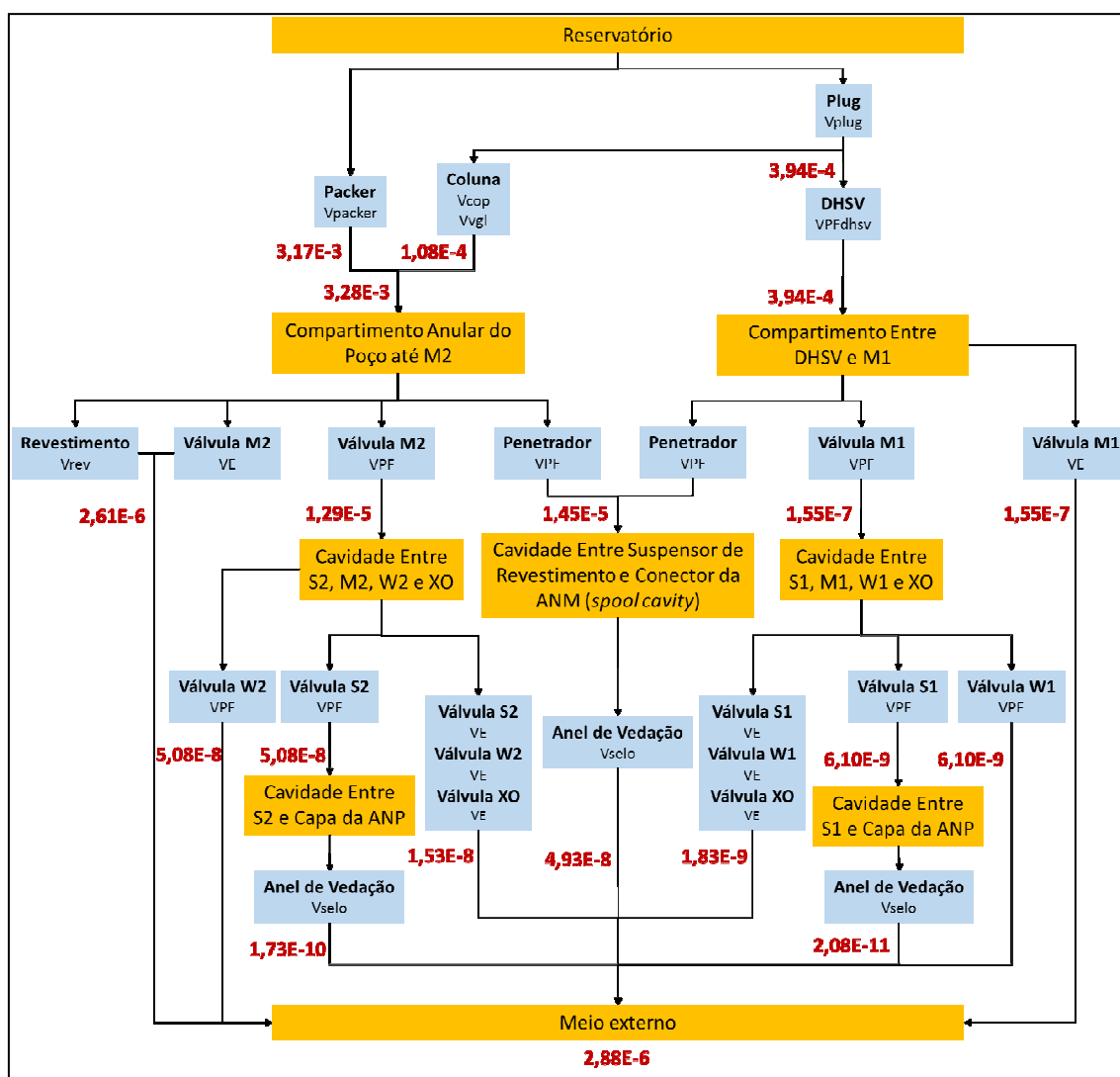


Figura 26: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 2

Observa-se um decréscimo de meia ordem de grandeza no nível de risco global quando se compara ao mesmo cenário com a taxa de falha uma ordem de grandeza menor. O efeito benéfico de um plug com maior confiabilidade é sentido no ramo que passa pela cavidade anular do poço. Embora seja o caminho de vazamento que mais afeta o valor global, o efeito benéfico foi limitado pela probabilidade de falha do packer, que está em paralelo ao plug, resultando numa lógica “ou” que limita os ganhos do plug.

O Cenário 3 do Capítulo 3, onde o plug de fundo substitui uma DSSS em falha e o plug de superfície substitui M1 e S1 não estanques é representado na Figura 27 com a substituição das taxas de falha conforme exemplo anterior.

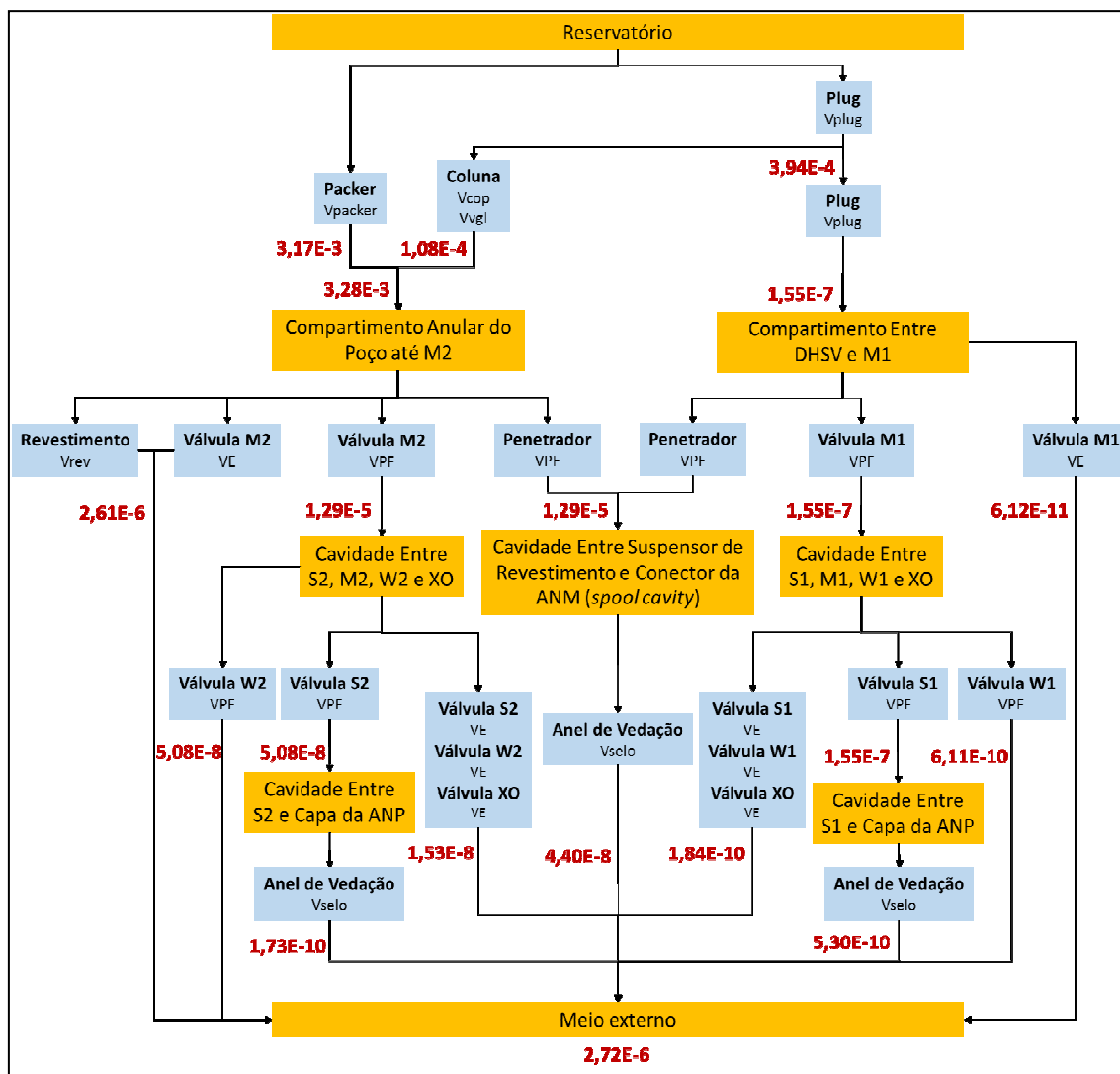


Figura 27: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 3

Observa-se que esse cenário é ainda mais insensível à redução na confiabilidade do plug. Nesse caso os caminhos de vazamento do lado direito também foram afetados, o que reduziu ainda mais a sua participação no valor global. Nota-se ainda um efeito colateral de grande proximidade entre os cenários 2 e 3 no caso da análise de sensibilidade.

A mesma análise de sensibilidade é aplicada para poço em abandono temporário sem árvore de natal (Cenário 4) na Figura 28.

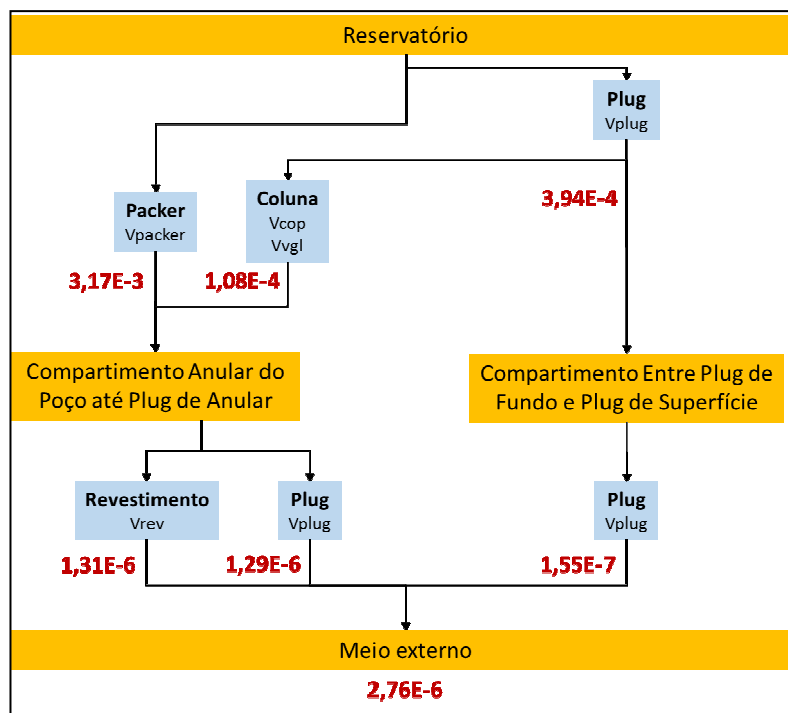


Figura 28: Análise de sensibilidade - Probabilidades de falhas para Cenário 4

Conforme esperado, o modelo relativamente mais simples do poço sem árvore de natal foi o mais sensível à variação da taxa de falha do plug pela sua grande dependência nesse tipo de barreira. Curiosamente, o valor da probabilidade de falha global nesse cenário se aproxima bastante dos dois cenários anteriormente avaliados, o que pode ser indicativo de que as árvores de falha tendem a um certo limite devido à falha de outros elementos.

Uma simulação simplificada foi feita com uma taxa de falha uma ordem de grandeza inferior ($0,0015E-6$) à utilizada na primeira análise de sensibilidade para os cenários 2, 3 e 4. Os resultados dessa simulação são apresentados na Tabela 2 e demonstram que realmente para os cenários 2 e 3 uma redução ainda mais drástica na taxa de falha do plug não afeta o resultado em termos práticos. Já o cenário do poço sem árvore de natal molhada permanece pouco mais suscetível a essas variações, mas não muda a ordem de grandeza do resultado, o que pode ser entendido como também uma limitação na sensibilidade dos poços à taxa de falha do plug, devido aos outros caminhos de vazamento se tornarem predominantes.

Tabela 2 – Análise de Sensibilidade

Taxa de Falha do Plug	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
Definida (0,403E-6)	9,51E-06	5,99E-06	1,77E-04
Equivalente a vazamento para meio externo (0,015E-6)	2,88E-06	2,72E-06	2,76E-06
Uma ordem de grandeza abaixo a vazamento para meio externo (0,0015E-6)	2,65E-06	2,64E-06	1,40E-06

Retornando ao cenário original da análise de sensibilidade, a Figura 29 ilustra graficamente a evolução das probabilidades de falha ao longo do tempo de cada cenário, considerando para o plug uma taxa de falha equivalente ao vazamento para o meio externo de uma válvula de árvore de natal.

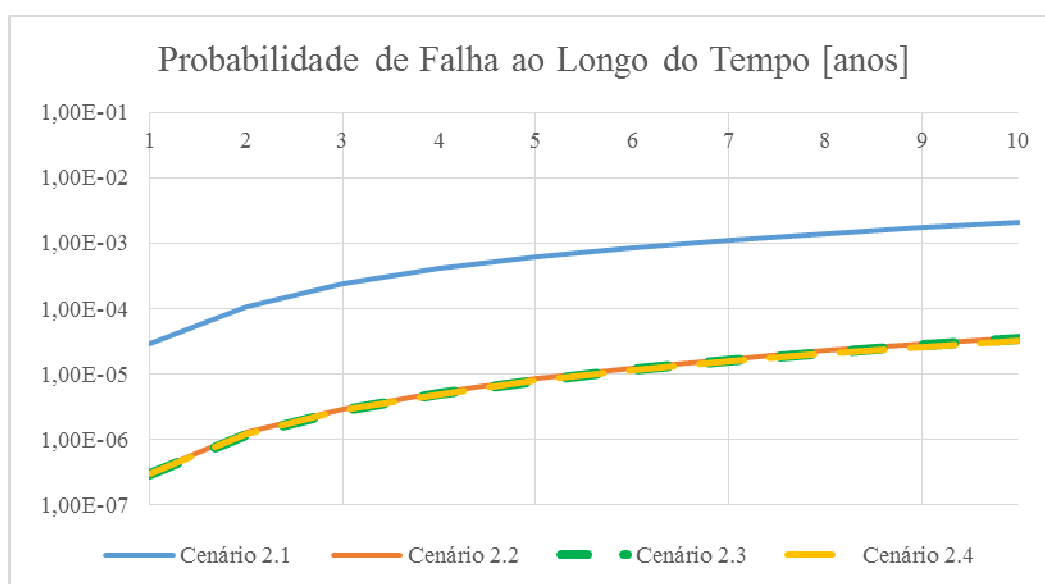


Figura 29: Análise de sensibilidade – Evolução das Probabilidades de Falhas ao longo do Tempo

Os resultados obtidos para os cenários 2, 3 e 4 precisaram ser plotados em diferentes formatações de linhas tracejadas, tamanha é a semelhança entre os valores dos três cenários. Como não há plug instalado no poço do Cenário 1, a linha se comporta de forma similar ao mesmo cenário na Figura 23. Os demais cenários espelham comportamentos próximos, conforme já visto individualmente em suas análises de sensibilidade.

Os resultados indicam que o comportamento de um poço em abandono temporário é basicamente o mesmo com ou sem a presença da árvore de natal molhada se o mesmo depender de um plug de fundo e um plug de superfície como barreira. Esse

resultado difere do encontrado para os modelos onde o limite superior taxa de falha obtida com análise dos dados operacionais foi utilizado. Inicialmente os cenários 2 e 3 não tiveram grandes alterações em seus valores nominais, se atendo à mesma ordem de grandeza na parte inicial da curva, enquanto o Cenário 4, que acompanhava o Cenário 1, passou a seguir o mesmo comportamento dos demais cenários de menor risco global.

No entanto, observa-se para o período representado que as curvas dos cenários 2 e 3 apresentam probabilidade de falha inferior ao originalmente encontrado em pouco menos de uma ordem de grandeza. Isso indica que esses cenários também são sensíveis à incerteza da taxa de falha do plug no longo prazo.

Os resultados confirmam a análise preliminarmente apresentada de que o Cenário 4 dependeria mais fortemente da taxa de falha do plug. A análise de sensibilidade permite concluir que o Cenário 4 deve ter um comportamento compreendido entre as linhas observados na Figura 23 e na Figura 29. Pode-se dizer que um poço sem árvore de natal em abandono temporário com plug de fundo e plug de superfície (Cenário 4) possui no mínimo a mesma confiabilidade de falha de um poço com todos os elementos íntegros fechado na ANM e na DHSV.

Os demais cenários podem ser considerados relativamente insensíveis à incerteza na taxa de falha do plug para o curto prazo. No entanto, para o longo prazo entende-se que esses cenários também são sensíveis à incerteza. Também pode-se concluir que independente da incerteza na taxa de falha do plug, os cenários de poços equipados com árvore de natal molhada com algum elemento em falha substituído por plug possuem confiabilidade consistentemente superior ao cenário do poço fechado na árvore de natal e DHSV com todos os elementos de barreiras estanques.

6.5. ANÁLISE COMPARATIVA DE CONFIABILIDADE DE POÇOS EM DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE ABANDONO TEMPORÁRIO

A partir das análises de sensibilidade, optou-se por realizar uma análise comparativa das diferentes configurações de abandono de poços utilizando o limite superior da taxa de falha encontrada conforme Capítulo 4. Para o caso específico do Cenário 4, também será feita análise com uma taxa de falha do plug equivalente à de

vazamento externo numa válvula (0,015E-6), que é uma ordem de grandeza inferior à obtida, dado que essa configuração se mostrou mais sensível à mudança desse dado. Esse cenário será denominado 4* e representará também os cenários 2 e 3 com a sensibilidade verificada na Figura 29.

Para a análise comparativa serão utilizados dois parâmetros referenciais. A primeira referência será a probabilidade média de falha em 20 anos de operação de um poço em fase de produção com periodicidade de inspeção e de teste de estanqueidade de três anos (ZANETTI, 2014). Os cenários serão avaliados no tempo até que a probabilidade de falha atinja o valor médio de 1,48E-4.

Essa avaliação é conservadora, pois conforme pode-se observar na Figura 24, a probabilidade de falha do poço em operação chega no intervalo de três anos ao valor de 1E-3, mas fala-se em probabilidade média ao longo de 20 anos. Ao se comparar a confiabilidade média ao longo de 20 anos com a probabilidade momentânea, trabalha-se ao lado da segurança. Isso é interessante porque considerando um expressivo parque de poços instalado no Brasil (ANP, 2016), haverá vários poços em abandono temporário cuja situação de risco precisa ser gerida.

A segunda referência será o próprio Cenário 1. Assumindo-se que esse é o caso de abandono temporário de curto prazo mais comum, dado que o fechamento do poço é comandado pela própria unidade de produção, entende-se que a referência normativa de três anos é esse tipo de poço. Assim sendo, o valor da probabilidade de falha do Cenário 1 para três anos de abandono temporário (2,36 E-4) seria boa referência para os demais cenários. Os tempos necessários em cada cenário são apresentados em anos na Tabela 3.

Tabela 3 – Análise Comparativa

Referência	Probabilidade de Falha	Cenário				
		1	2	3	4	4*
Gatilho 3 anos Cenário 1	2,36E-04	3,00 anos	11,84 anos	12,37 anos	3,43 anos	26,94 anos
Média na Fase de Produção	1,48E-04	2,35 anos	9,73 anos	10,36 anos	2,76 anos	21,35 anos

Os resultados obtidos demonstram que tanto para o cenário de um poço fechado na árvore de natal molhada e DHSV (Cenário 1) quanto para o poço sem árvore de natal molhada equipado com plug no fundo e na superfície, a confiabilidade após três anos fechado é da mesma ordem de grandeza do valor médio de um poço em operação (ZANETTI, 2014). Vislumbra-se por esse dado que essas configurações de abandono temporário, nesse prazo, considerando o limite superior da taxa de falha do plug, obtida a partir de dados operacionais com 95% de confiança, possui risco análogo ao considerado aceitável na indústria de petróleo e gás tomando por referência um poço em produção.

Os cenários 2 e 3 atingem o mesmo nível de risco dos demais cenários apenas cerca de 10 anos após fechados. Essa observação considera de forma conservadora o limite superior da taxa de falha do plug, obtida a partir de dados operacionais com 95% de confiança. Assume-se que esses valores são o cenário pessimista, podendo variar até os valores simulados no Cenário 4*, que representa tantos poços em abandono temporário com plug instalado no fundo e árvore de natal instalada ou apenas plug no fundo e na superfície. Assim sendo, para esses tipos de abandono temporário, o tempo de permanência dos poços nessa situação, sem monitoramento da estanqueidade das barreiras, é de até pouco mais de 20 anos até que se atinjam os gatilhos propostos.

7. CONCLUSÕES

Avaliando-se os objetivos propostos para este trabalho, a metodologia empregada permitiu a análise comparativa da confiabilidade de poços em diferentes configurações de abandono temporário.

A proposta complementar de obtenção de uma taxa de falha de referência para plug foi cumprida. A falta de falhas por um longo tempo de exposição de dispositivos instalados em poços de petróleo indica que a taxa de falha desse tipo de equipamento pode ser ainda menor que o determinado. Utilizando ferramentas estatísticas, estimou-se com confiança de 95% que a taxa de falha está compreendida no intervalo $[0 ; 0,403E-6]$. De forma conservadora, o valor superior do intervalo foi considerado referência para as análises do trabalho. O valor encontrado está em linha com as taxas de falha encontradas em bancos de dados da indústria para elementos de vedação de poços, tais como válvulas gaveta. Entende-se que a disponibilidade de valor de referência para esse tipo de falha pode contribuir com outros estudos por vir.

Uma análise de sensibilidade foi conduzida a fim de averiguar a sensibilidade dos resultados obtidos com relação à incerteza do intervalo da taxa falha, dado que a taxa pode ser substancialmente inferior caso a coleta de dados se estendesse para um volume de dados maior.

O modelo proposto foi comparado com outros disponíveis na literatura pesquisada. A metodologia utilizada para a fase de produção serviu de referência para essa comparação e demonstrou valores coerentes entre os modelos propostos para abandono temporário, considerando as diferenças e limitações nas comparações.

O objetivo final de comparar diferentes configurações de abandono temporário demonstrou que algumas das diferentes configurações mecânicas possíveis podem apresentar probabilidades de falha bastante discrepantes. Observou-se que, adotadas as premissas conservadoras supracitadas, para os cenários de maior probabilidade de falha, o limite regulatório de três anos coloca o poço em abandono temporário no mesmo patamar de risco médio de um poço em operação com seus elementos de barreira íntegros. Admite-se que a média de risco global dos poços seria inferior a esse valor, dado que se espera algum quantitativo de poços em operação com algum tipo de falha nos seus elementos de barreiras (OIL & GAS UK, 2016).

Outros cenários demonstram confiabilidade suficiente para serem mantidos em abandono temporário por tempo muito superior aos três anos do caso base, mantendo um nível de risco inferior à média dos poços íntegros em operação. Conclui-se pela avaliação apresentada neste trabalho que as configurações comumente utilizadas para abandono temporário de poços estão num nível de risco quantitativamente avaliado como aceitável quando comparado com poços em operação, sendo em vários cenários superior a essa referência.

Os resultados apresentados abrem a discussão do valor de engenharia desse tipo de análise quando da gestão de integridade. Observa-se ao longo das revisões normativas internacionais recentes (NORSOK STANDARD D-010, 2013) que as regulamentações anteriormente prescritivas caminham para um novo cenário não prescritivo baseadas em risco qualitativo.

A maturidade de engenharia das operadoras, em conjunto com a coleção da base de dados ao longo dos anos, pode colaborar com um ambiente regulatório não prescritivo baseado em risco quantitativo. Espera-se que essa evolução traga o melhor equilíbrio no tratamento de diferentes cenários e bloqueie de forma mais eficiente situações de insegurança que porventura possam especificamente tipificar um maior risco para o negócio e para a sociedade.

Os resultados apresentados demonstram que os requisito normativo brasileiro, que não permite estender o abandono temporário de um poço não monitorado para além de três anos, pode ser questionado para algumas configurações de poços. A dissertação apresentada dá elementos que permitem abrir o debate para uma solução regulatória mais flexível baseada em risco quantitativo.

Espera-se que o ambiente acadêmico siga fomentando análises de integridade baseadas em ferramentas quantitativas, contribuindo para o desenvolvimento sustentável da indústria de petróleo e gás.

7.1. PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

A partir dos resultados apresentados, recomenda-se o desenvolvimento futuro na área de confiabilidade de poços aprimorando os estudos apresentados neste trabalho. Enumera-se alguns tópicos que podem vir a ser de interesse para futuros estudos:

- a) Avaliar o modelo de abandono temporário adicionando variáveis adicionais, tal como a periodicidade de monitoramento de estanqueidade das barreiras
- b) Aprofundar o levantamento de dados de falha para elementos de vedação utilizados em abandono temporário, tal como o plug
- c) Avaliar um modelo capaz de realizar análises comparativas de confiabilidade de poços em diferentes configurações de abandono permanente

A primeira proposta pode apresentar outras soluções que garantam níveis mais elevados de confiabilidade. O trabalho aqui compreendido se absteve do monitoramento das barreiras, conforme já mencionado no Capítulo 5. O monitoramento de barreiras com diferentes periodicidades já foi objeto do trabalho de (ALVES, 2012) e (ZANETTI, 2014), demonstrando a possibilidade de elevar o patamar de confiabilidade através da observação e/ou testes das barreiras dos poços.

A segunda proposta objetiva validar um valor mais adequado para a confiabilidade de um plug instalado com sucesso num poço de petróleo. Nesta dissertação o levantamento se conteve a 34 operações conforme detalhado no Capítulo 4. Não foram encontradas falhas no período observado, o que pode indicar uma taxa de falha menor que a obtida. O tratamento dado através de análise de sensibilidade a esse dado tornam as conclusões válidas, mas não exigem a busca por um valor adequado.

A terceira proposta se mostra importante pela exclusão de tampões de cimento das análises deste trabalho. Na busca bibliográfica realizada, vê-se que o tema é pouco abordado devido à característica permanente do abandono com tampões de cimento, onde não há retorno ao poço para coleta de dados. Os cenários mais encontrados na literatura se referenciam à degradação química do cimento em poços de

captura de CO₂ como em (UNGER e KEMPKA, 2015) e (ANDRADE e SANFESLAND, 2016). Embora o CO₂ seja um componente que possa ser encontrado em concentrações razoáveis em poços de Petróleo, o mesmo pode não se caracterizar como correlação perfeita para o cenário de interesse.

Os trabalhos pesquisados debatem mecanismos de falha de tampões de cimento, tais como a própria degradação química e o descolamento por encolhimento no processo de pega/cura do cimento (KIRAN et al, 2017), mas não são dados objetivamente transportados para uma análise de confiabilidade. As análises tendem a se concentrar aos envelopes operacionais que garantam a performance pretendida ou a detalhar os modos de falha, mas não foi encontrada na literatura pesquisada uma referência que avalie quantitativamente cenários de tampões executados com sucesso e a probabilidade de falha ao longo do tempo após o abandono.

O cenário de ausência de dados para abandono permanente causa certo desconforto, pois trata-se da configuração final de um poço de petróleo. A inexistência de avaliações e modelos que possam quantificar o risco a que os poços já abandonados podem estar expostos é uma lacuna expressiva no conhecimento acadêmico. Soma-se a isso o fato de haverem diferentes configurações de abandono permanente, dependendo da geologia, projeto de poço e regulação vigente à época do abandono. Considerando, por fim, que o retorno ao poço após décadas de degradação natural é questionável e que as responsabilidades legais podem ser vagas ou a empresa responsável pode não mais existir, há um cenário importante a ser coberto pela engenharia de confiabilidade.

Os modelos aqui pretendidos não são adequados para uso no cenário de abandono permanente. Citou-se nos capítulos 4 e 5 que os modelos empregados de taxa da falha constante são válidos quando há baixa influência do envelhecimento dos componentes nas suas taxas de falha (CORNELIUSSEM, 2006). Os bancos de dados da indústria se baseiam nessa mesma premissa, o que torna a análise comparativa nos intervalos de tempo extensos pretendidos para o abandono permanente um desafio carente de modelo de amplo conhecimento.

Uma das referências que mais se aproxima da proposta equivalente a este trabalho no universo de poços em abandono permanente (LAVASANI et al, 2015) utiliza a percepção de risco de especialistas onde não há dados disponíveis e um método de árvore de falha difusa (*Fuzzy Fault Tree*) com metodologia matemática para pesar os fatores indicados entre os votos dos especialistas. Embora seja uma saída para a falta de dados, o método não resolve o problema de modelagem da taxa de falha constante e

principalmente não dá uma resposta baseada em observações reais, o que pode induzir a erros desconhecidos.

A saída proposta seria analisar um período de tempo um pouco maior que o habitual para poços em operação, talvez 50 anos, 100 anos ou outro intervalo a ser definido, aplicando uma penalidade nas taxas de falha para além da vida útil do poço a fim de considerar o envelhecimento dos elementos. O corte no tempo significaria o momento em que a degradação do próprio poço incorreria no seu fechamento natural, quando o cimento passa a não ser mais necessário. A modelagem, portanto, precisa avaliar a capacidade de contenção do tampão de cimento até o fechamento natural do poço, quando o mesmo poderia ser considerado naturalmente seguro.

Existem recentes trabalhos em andamento do *International Research Institute of Stavanger* (ISIS) que merecem destaque (LANGDALEN et al, 2018). Observa-se nesses trabalhos alguns modelos cujo desenvolvimento podem suprir essa lacuna de conhecimento no futuro.

Outro campo de aplicação da análise comparativa de tampões permanentes é a proposição de novos materiais. Mais recentemente soluções alternativas, como resinas, Bismuto e/ou outros metais como barreiras permanentes vem sendo exploradas pela indústria e previstas nos regulamentos. Os regulamentos requerem uma análise ou qualificação que sustente o uso dessas soluções alternativas como tampões permanentes, algo que ainda não foi explorado com uma análise comparativa de confiabilidade.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A., B. et al. **A Unified Approach to Well Integrity Evaluation Led to Better Decision Making for Workovers in Mature Wells in the Waddell Ranch**. SPE International Production and Operations Conference and Exhibition. Doha: [s.n.]. May 2012. p. 20.
- ALVES, A. L. R. Disponibilidade Instantânea de Poços Submarinos Durante a Fase de Produção - Visão de Segurança Operacional. **Dissertação de Mestrado - COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, p. 145, Outubro 2012.
- ANDRADE, J.; SANGESLAND, S.; **Cement Sheath Failure Mechanisms: Numerical Estimates to Design for Long-Term Well Integrity**, Journal Petroleum Science and Engineering, 2016, p 682-698
- ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Agência Nacional de Petróleo. Rio de Janeiro, p. 264. 2016. (ISSN 1983-5884).
- AVILES, I.; DARDIS, M.; JACOB, G.; **Dissolvable Plug and Perf System Eliminates Mill-Outs in Multistage Stimulations**, Journal of Petroleum Technology, Junho de 2015.
- BAY, Y., BAY, Q. **Subsea Engineering Handbook**. First Edition. Gulf Professional Publishing. 2010.
- BAGHERI, M.; SHARIATIPOUR, S.; GANJIAN, E. **Construction and Building Materials**, 2018, p 946-968, Volume 186,
- CAMPBELL, K.; SMITH, R. Permanent Well Abandonment. **The Way Ahead**, Outubro 2013. 25.
- CORNELIUSSEN, K., 2006. **Well Safety, risk control in the operational phase of offshore Wells**. Doctoral Thesis, The Norwegian University of Science and technology, Trondheim, Norway.
- CORNELIUSSEN, K., 2017. **Well Integrity and Reliability Management in a Life Cycle Perspective**. SPE Bergen One Day Seminar. Bergen: [s.n.]. April 2017 p. 11.
- DAVIES, R.; ALMOND, S.; WARDS, R.; JACKSON, R.; ADAMS, C.; WORRAL, F.; HERRINGSAW, L. G.; GLUYAS, J.; WHITEHEAD, M.; **Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation**, Marine and Petroleum Geology 2014, p 239-254
- DETHLEFS, J. C.; CHASTAIN, B. **Assessing Well-Integrity Risk: A Qualitative Model**. SPEICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition. Woodlands, TX: [s.n.]. 2012. p. 9.
- ERLAND, S. S. Plug and Abandonment Using "Perforate, Wash and Cement" Technique and Verification of The Plug. **Dissertação de Mestrado - Universidade de Stavanger**, Stavanger, p. 146, 2014.

FJAER, E.; J.S. FOLSTAD, L. L. **How Creeping Shale May Form a Sealing Barrier Around a Well**. 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium. Houston: [s.n.]. 2016. p. 8.

FONSECA, T. C. 2012. **Metodologia de Análise de Integridade para Projetos de Poços de desenvolvimento da Produção**. Dissertação de mestrado, Unicamp, Campinas, SP. Brasil.

GUEN, Y. L.; POUPARD, O.; LOIZZO, M.; **Optimization of plugging design for well abandonment – Risk management of long-term well integrity**, Energy Procedia 2009, p 3587-3594

HOTHER, J. A. **Reliability Analysis Spanning Whole Well Life**. SPE 13th European Petroleum Conference. Aberdeen: [s.n.]. 2002. p. 7.

KHALIFEH, M. et al. **Techniques And Materials for North Sea Plug and Abandonment Operations**. OffShore Technology Conference. Houston: [s.n.]. 2013. p. 7.

KIRAN, R.; TEODORIU, C.; DADMOHAMMADI, Y.; NYGAARD, R.; WOOD, D. MOKHTARI, M.; SALEHI, S.; **Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review)**, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, p 511-526

KING, G. E.; KING, D. E. **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 Annual Technical Conference and Exhibition. Nova Orleans: [s.n.]. 2013. p. 29.

KUIP, M.D.C.; BENEDICTUS, T.; WILDGUST, N.; AIKEN, T. **High-level integrity assessment of abandoned wells**, Energy Procedia 2011, p 5320-5236

LANGDALEN, H., ABRAHAMSEN, E. B., SELVIK, J. T., LOHNE, H. P.; **Risk-Informed Decision-Making with an Improved Risk-Based Approach to Evaluate P&A Designs**, International Research Institute of Stavanger (IRIS) Conference, Stavanger, 2018

LAVASANI, S. M., RAMZALI, N.; SABZALIPOUR, F.; AKYUZ, E.; **Utilisation of Fuzzy Fault Tree Analysis (FFTA) for quantified risk analysis of leakage in abandoned oil and natural-gas wells**, Ocean Engineering 2015, p 729-737

LOIZZO, M.; LECAMPION, B.; MOGILEVSKAYA, S.; **The role of geological barriers in achieving robust well integrity**, Energy Procedia 2017, p 5193-5205

MISRA, S.; NIKOLAU, M.; **A data-driven modeling approach to zonal isolation of cemented gas wells**, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018, p 262-273

MOEINIKIA, F. Rigless P&A Technology Availability and Cost Effectiveness of Rigless P&A Operations. **Tese de Doutorado - Universidade de Stavanger**, Stavanger, p. 76, 2016.

MORRIS, K. A.; DEVILLE, J. P.; JONES, P. **Resin Based Cement Alternatives for Deepwater Well Construction**. SPE Deepwater Drilling and Completions Conference. Galveston: [s.n.]. 2012. p. 7.

NORSOK STANDARD D-010. **Well integrity in drilling and well operations (rev. 4)**. 4. ed. Stavanger: [s.n.], 2013.

OIL & GAS UK. **Guidelines for the Suspension and Abandonment of Wells**. 4. ed. Londres: [s.n.], 2012.

OIL & GAS UK. **Well Decommissioning Guidelines**. 6. ed. Londres: [s.n.], 2018.

OIL & GAS UK. **Decommissioning Insight 2016**. The UK Oil and Gas Industry Association Limited. Aberdeen, p. 72. 2016. (ISBN 1 903 004 78 0).

OIL & GAS UK. **Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight**. The UK Oil and Gas Industry Association Limited. Aberdeen, p. 23. 2016. (ISBN 1 903 004 69 1).

PASQUALINO, I. P. **Sistemas Submarinos de Produção I – COV 756**. Material Didático de aula. 2015. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro. RJ. Brasil.

PREVEDEL, B.; MARTENS, S.; NORDEN, B.; HENNINGS, J.; **Drilling and abandonment preparation of CO₂ storage wells – Experienc from the Ketzin pilot site**, Energy Procedia 2014, p 6067-6078

RAUSAND, M. HOYLAND, A., **System Reliability Theory – Models, Statistical Methods and Applications**, 2ed. John Wiley & Sons, INC. 2004.

TAYLOR, John R. **An Introduction to Error Analysis: The Study of Uncertainties in Physical Measurements**, 1997, 2.ed.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2ª Edição. Rio de Janeiro. Interciência. 2004.

UNGER, V.; KEMPKA, T; **Hydro-mechanical simulations of well abandonment at the Ketzin pilot site for CO₂ storage verify wellbore system integrity**, Energy Procedia 2015, p 592-599

VIGNES, B.; AADNOY, B. S. **Well-Integrity Issues Offshore Norway**. SPE/IADC Drilling Conference. Orlando: [s.n.]. 2008. p. 8.

WANG, L.-J. et al. Reusable Potential-Prediction of long-term shut-in oil wells. **Petroleum Exploration and Development - China Journal**, Daqing, Outubro 2008. 613-618.

WILLIAMS, S. et al. **Identification and Qualification of Shale Annular Barriers Using Wireline Logs During Plug and Abandonment Operations**. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. Amsterdã: [s.n.]. 2009. p. 15.

ZANETTI, A. A. Avaliação Comparativa de Disponibilidade de Poços Submarinos Em Diferentes Cenário Na Fase Operacional. **Dissertação de Mestrado - COPPE/UFRJ**, Rio de Janeiro, p. 135, Setembro 2014.

ANEXO 1 – DADOS DE FALHA DE REFERÊNCIA

Evento	Elemento aplicável	Descrição	Taxa de Falha [falha/1E6]
VE _{xx}	Válvulas de árvore de natal (M1, M2, W1, W2, S1, S2)	Vazamento externo da válvula "xx"	0,015
VPF _{xx}	Válvulas de árvore de natal (M1, M2, W1, W2, S1, S2)	Vazamento na posição fechada da válvula "xx"	0,15
VPFd _{hsv}	Válvula de segurança subsuperfície (DHSV)	Vazamento na posição fechada da DHSV	0,72
V _{plug}	Plug	Vazamento no plug instalado - determinada experimentalmente neste trabalho	0,403
V _{cop}	Coluna de Produção	Vazamento na coluna de produção, considerado valor dos bancos de dados para comprimento da coluna abaixo da DHSV	0,25
V _{vgl}	Válvula de gás lift instalada na coluna de produção	Vazamento na válvula de gás lift operadora. Considera-se o poço equipado apenas com válvula de gas lift operadora	11,9
V _{packer}	Packer	Vazamento no packer	0,121
V _{rev}	Revestimento	Vazamento externo no revestimento de produção	0,1522
V _{selo}	Selos mecânicos entre Árvore de Natal e <i>Tree Cap</i> ou Cabeça de Poço e Árvore de Natal	Vazamento externo do anel de vedação	0,13
VPF	Penetradores (" <i>stabs</i> ") de produção ou anular	Vazamento da coluna para o anular (" <i>spool cavity</i> ") do penetrador	0,15

ANEXO 2 – OPERAÇÕES DE INSTALAÇÃO E RETIRADA DE PLUG

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
1	26/07/1996	Estimativa baseada em outro banco de dados, precisão de dias	20,5	Tree Manifold
	06/02/2017	Testando bore 4" do riser DB com 1000 psi/10 min contra plug FMH 3,81".		
2	04/09/2016	Testando plug FDB 3,68" com 1000 psi, 10 min, teste positivo.	0,4	Suspensor de Coluna
	28/01/2017	Gabaritando COP com estampador 3,5" + localizador 3,68" até o perfil da DHSV @ 254 m. Verificada estampa do topo da haste de equalização do plug .		
3	04/08/2015	Testando plug com 3000psi (teste contra linha/válvula de superfície apresentou que de 89psi/5min e teste contra plug apresentou queda de 77psi/5min).	1,9	Fundo
	11/06/2017	Iniciando descida para retirada da haste de equalização do plug FMH 2,62". Peso 10m acima da haste: 120lbs (superfície). Realizando encaixe do pescador na haste e realizando 4 percussões com as mãos, haste liberou. Realizando troca dos pescadores, retirando pescador JDC 2.1/2" + haste de equalização e conectando ao BHA GS 2.1/2" + Destravador M 2,62". Iniciando descida para pescaria do Plug FMH 2,62". Realizando tentativas de encaixar o pescador no plug, sem sucesso (7x). Conseguindo encaixar o pescador no plug, realizando diversas tentativas de liberação do plug, percutindo até 1000lbs com jar hidráulico. (8x). Realizando mais tentativas com 1200 lbs (5x). Após essas tentativas o plug foi pescado. Retirando até a superfície plug FMH 2,62" + CAT'S. Aguardando equipe do CAT'S realizar a desconexão do BHA deles.		
4	04/12/2007	Testando plug de cima para baixo via B4 com 300psi / 15 min.	9,6	Fundo
	02/07/2017	Obs. Plug não saiu, dificuldades relativas a Pescaria que resultaram no abandono do poço (que tem BAP com parafusos rompidos) Considerada a data do início do abandono no RFAP, ou seja, início do bombeio de cimento, porque o PLUG ficou no poço.		
5	29/10/2013	Mobilizando equipamentos de arame. Instando plug 2,75" + CaTS no nipple QN 2,75".	3,5	Fundo
	04/05/2017	Recuperando e desmobilizando CaTS + plug. Obs. 1: Sem indício de gás abaixo do plug. Obs.2: Verificado que CaTS estava impregnado com fina camada de óleo viscoso .		
6	10/07/2016	Efetando teste de pressão positivo do plug assentado no nipple QN. Teste Positivo.	1,1	Fundo
	07/08/2017	Para eliminar suspeita de entrada de gás, foi decidido junto com CSD antecipar o teste positivo do CSB primário (PKR + Locator + Plug QX). 07/08/2017 17:00 4,00 Realizando teste positivo do CSB primário, conforme nota abaixo. Nota: - Teste realizado via unidade de cimentação com 300 / 3500 psi (CAMAI). POSITIVO.		

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
7	30/04/2013	Testando stab do bore de 4" e do bore de 2" com 2000 psi contra plug de produção e válvula AI (S1, S2 e XO da tree cap abertas). Testando S1 e S2 de baixo para cima com 2000 psi (baixo) e 300 psi (cima). Trapeando 500 psi abaixo da S1 e S2 contra plug de produção e AI, respectivamente.	4,4	Suspensor de Coluna
	10/09/2017	Descendo trem de slick line e instalando plug ELMAR 3,919" no TH-H. Testando vedação do plug com 300 psi/5 minutos e 3000 psi/20 minutos (teste positivo). Retirando trem até a superfície e travando no tool cather. Fechando SWAB da SFT. Drenando pressão do DPR até zero. Fechando W1 e S1 da SFT.		
8	15/02/2014	Testando plug FDB 3,75". Drenando acima do plug via HCR @ 2565 psi (leitura TPT). Monitorando pressão do TPT por 30 min, pressão constante em 2565 psi - testando contra leitura do TPT antes do assentamento do plug (4100 psi) - diferencial de 1500 psi).	3,7	Suspensor de Coluna
	06/11/2017	Realizando teste negativo do plug do TH. Drenando pressão de cabeça no HCR e fechando XO e S2 da ANM. Abrindo S1 da ANM e M da SFT e drenando pressão de N2 do DPR para planta de teste até 1600 psi na cabeça e 2033 psi no TPT(1000 psi abaixo da pressão de instalação do plug no TH). OK, grafico em anexo.		
9	31/05/2008	Drenando pressão em B2 e pressurizando B4 com 1500 psi de N2 para testar plug por cima.	9,3	Tree Manifold
	18/09/2017	Testando estanqueidade, com N2, da interface TRT x ANM contra o plug FDB 3,81" (Bore 4") com 1400 psi / 10 min. e 2100 psi / 10 min., teste positivo. Volume total de N2 foi de 180 gal.		
10	27/10/2012	Pressurizando lubrificador do equip. arame com diesel 1000 psi/ 10 min para verificar estanqueidade. Descendo BHA de arame e instalando haste equalizadora no plug do insert nipple F 2,62". Testando vedação do plug com 1000 psi por cima por 15 min, positivo.	5,0	Fundo
	17/10/2017	Drenando N2 do DPR de 2730 psi até zero psi (PDG= 6800 a 4080 psi) e observando liberação do peixe (Plug QX 2,62" @ 2971 m) imediatamente após a pressão do PDG atingir 4080 psi.		
11	16/09/2013	Conectando conjunto com TIW e SES e efetuando teste de estanqueidade contra a haste de equalização / plug com 3000 psi / 10 min. Positivo.	3,8	Suspensor de Coluna
	12/07/2017	Retirando PLUG com CATS.		

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
12	30/03/2013	Conectando trem de arame com plug FMH 2,81" e lubrificador e testando com 1500psi/10min - ok.	3,3	Fundo
	23/07/2016	Drenando pressão do bore de 4 até 500 psi, abrindo M1 da ANM e pressão caindo até zero. Obs.: Não observado movimento no indicador do painel da ANM. Também não foi possível observar haste do atuador devido a presença de vida marinha. Testando poço com 1000 psi / 10 min (queda 20 psi, carta em anexo).		
13	16/08/2010	Testando plug por cima com 1500 psi / 10 min, monitorando pelo sensor de BCSS (não acusou acréscimo de pressão). Testando plug por baixo com 850 psi / 10 min, monitorando pela linha de kill. Drenando pressão (não ficou pressão residual sob o plug PWP).	5,8	Suspensor de Coluna
	02/06/2016	Rompendo membrana de equalização do plug PWP 4,88" . Obs1: Pressão no TPT subiu de 2064 psi para 2795 psi. e pressão do DPR caiu de 2500 psi para 2460 psi .		
14	06/03/2016	Realizando teste de estanqueidade do plug X 2,81" com 3100 psi (pressão de cabeça) / 30 min.	1,1	Fundo
	19/04/2017	MA: Efetuando procedimento para confirmar abertura da DHSV através das drenagens de 0,5 bbl e 0,3 bbl e monitoramento das pressões (entre as drenagens foi aguardado 5 min para a estabilização das pressões): Pressão Antes da dren. Após dren. 0,5 bbl Após dren. 0,3 bbl Cabeça 1400 psi 1400 psi 1400 psi TPT 3819 psi 3839 psi 3857 psi TP 5086 psi 5086 psi 5086 psi PDG 8534 psi 8557 psi 8565 psi Confirmando a abertura da DHSV já que as pressões de Cabeça e TPT retornaram às pressões anterior às drenagens.		
15	02/03/2015	Completando coluna com a unidade de cimentação até fluxo no kerotest do lubrificador de arame (bombeados 2,5 bbl de AGMAR). Fechando válvula superior do T de fluxo e testando plug com 300 psi / 5 min // 2500 psi / 10 min (ok).	0,7	Suspensor de Coluna
	18/11/2015	Realizando teste do bloco contra o plug do TH com 2000 psi/10 min.		
16	11/06/2001	Em paralelo alinhando para o boe 4" e testando c/ 500 psi / 10 min contra Plug FWG 3,81" ,Ok. Comutando válvulas direcionais do painel back- up da ANM de PL para TMFc/ chave de garfo, aplicando torque 50 lb/ft com o ROV da sonda.	0,1	Tree Manifold
	07/07/2001	ASSENTANDO PLUG FWG 3,81" NO BORE DE 4" DO TREE MANIFOLD, TESTANDO-O POR CIMA E POR BAIXO, COM 1500psi/10min.		
16	08/07/2001	ASSENTANDO PLUG FWG 1,87" NO TREE MANIFOLD. TESTANDO, POR CIMA COM 1500psi/10min.	13,9	Tree Manifold
	11/06/2015	Repentindo teste de interface pelo Bore 2" contra Plug FWG 1,87" c/ 500 psi (10min) com UC. OK		
17	11/10/1996	Estimativa baseada em outro banco de dados, precisão de dias	18,9	Tree Manifold
	02/09/2015	Testando bores de 4" com 500 psi / 10 min contra o plug FWG 3,81" - teste ok.		

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
18	29/07/2014	Testando assentamento do plug FWG 1,87" por cima com 500 psi / 10 min de CASAC 8,7 ppg (carta no anexo). Volume para preencher as linhas 0,3 bbl. Volume para pressurizar não sendo possível medir na escala da unidade de cimentação.	0,9	Tree Manifold
	21/06/2015	Testando estanqueidade dos bores de 4" e 2" contra plugues do TMF com 500 psi por 10 min. Teste ok.		
18	29/07/2014	Testando plug FDB 3,81" por cima com 500 psi / 10 min de CASAC 8,7 ppg (0,1 bbl), positivo (carta no anexo). 29/07/2014 1:30 1,00 29/07/2014 2:30 3,50 Reposicionando equipamento de SL do bore 4" para o bore 2".	0,9	Tree Manifold
	21/06/2015	Testando estanqueidade dos bores de 4" e 2" contra plugues do TMF com 500 psi por 10 min. Teste ok.		
18	28/07/2014	Testando estanqueidade por baixo do plug FDB 3,75" pressurizando com 7 bbl de CASAC 8,7 ppg a 1000 psi / 10 min, positivo (nenhuma queda de pressão no anular, nem aumento de pressão no B4"). (carta no anexo).	0,9	Suspensor de Coluna
	29/06/2015	Descendo pescador JDC 3" trem de arame padrão 1 7/8 + simulador de elasticidade + localizador collet 3,75" até 444 m. Pressurizando B4 com 1000 psi. Descendo pescador JDC 3" e desassentando haste do plug FDB 3,75" @ 458 m (MRP), verificando queda da pressão no B4 até 0 psi. Retirando pescador JDC 3" + haste de equalização do plug FDB 3,75" de 458 m até a superfície.		
18	28/07/2014	Testando poço contra plug FMH 2,81" + STV 2,75" com 1000 psi de CASAC / 10 min, positivo (carta no anexo).	0,9	Fundo
	29/06/2015	Bombeando pela unid. de cimentação CAMAI 8,7 ppg via bore 4" e testando estanqueidade do poço contra o revestimento/ANM/G e TG do MSP-3 com 1000 psi/25 min (realizado em incrementos de 300 psi). Teste positivo.		
19	31/07/2012	Descendo e assentando haste do plug FDB 3,81" no topo do tree manifold. Abrindo XO e W2 e testando plug por baixo com 1300 psi com GL de P-07. Monitorando pressão na cabeça por 15 min, sem acréscimo.	2,6	Tree Manifold
	17/03/2015	Montando equipamentos de arame na rampa. Em paralelo, realizando teste de estanqueidade da interface TRT/ANM pelos bores de 2" e 4", com 1500psi/10min - teste ok.		
19	13/01/2000	ASSENTANDO PLUG FWG 1,87" NO BORE DE 2" E TESTANDO C/ 2000 PSI, POSITIVO.	15,2	Tree Manifold
	17/03/2015	Montando equipamentos de arame na rampa. Em paralelo, realizando teste de estanqueidade da interface TRT/ANM pelos bores de 2" e 4", com 1500psi/10min - teste ok.		

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
20	07/06/2015	Testando plug no TH com 1000 psi via DPR, com sucesso	2,8	Suspensor de Coluna
	01/04/2018	Estimativa baseada em outro banco de dados, precisão de dias		
21	23/10/2014	Testando o plug no TH com 3000 psi por 10 min pela coluna. Drenando pressão. Efetuando teste negativo do plug no TH por 30 min. Ok. Fechando M1 da ANM.	0,4	Suspensor de Coluna
	19/03/2015	Testando conjunto Capa de Teste+JRC+THRT+TH com 3.000psi contra plug no TH.		
22	25/09/2015	Mesa auxiliar: Abastecendo coluna com unidade de cimentação e testando estanqueidade do plug QX 3,50" com 4000 psi / 5 min, positivo.	2,1	Fundo
	19/10/2017	Alinhando unidade de cimentação para a coluna e iniciando teste da COI com 4000 psi contra as ICVs por 15 min com CAMAI 8,55 ppg.		
23	27/10/2014	Testando plug PWP por cima viia unidade de cimentação com 500 psi/5min . Fechando anular superior, abrindo linha de Kill . Testando plug PWP por baixo via unidade de cimentação com 500 psi/15 min , pressurizando à taxa de 100 psi/min. OK. Drenando pressão à taxa de 50 psi/min.	0,3	Suspensor de Coluna
	28/02/2015	Descendo trem de arame e pescando haste de equalização. Haste e pescador voltaram com sujeira. Pressão caiu de 400 psi para 300 psi indicando que os furos de equalização entupiram.		
24	19/09/2008	Pressurizando DPR com N2 até 2500 psi para teste do plug de produção por cima, ok. Monitorado TPT e verificado que pressão se manteve constante em 1050 psi, confirmando vedação do plug. Drenando pressão de N2 do DPR para tanque de aferição até 300 psi e verificando pressão estabilizada, sem crescimento, confirmando teste positivo do plug de produção por baixo.	6,3	Suspensor de Coluna
	23/01/2015	Alinhando unidade de cimentação via HCR x S2 x AI x XO-ANMH e verificando que pressão no TPT estava congelada em 120 Kg/cm2. Abrindo W1 e bombeando 1 bbl de Meg para a linha de produção. Fechando W1. Pressurizando HCR na superfície com 1500 psi, observando resposta no TPT (162 kgf/cm2). Abrido M1 da ANMH e verificando pressão estabilizada na cabeça de 470 psi. Estimando pressão abaixo do plug em 2500 psi.		
25	16/02/2010	Em paralelo, inspecionando TMF da ANM e constatando que o plug FWG 1,87" se encontrava acima do perfil de assentamento no bore de 2" do TMF, com sua haste cerca de 3" acima da interface entre ANM e Tree Cap	5,4	Tree Manifold
	29/06/2015	Preenchendo B2 e B4 pelos pórticos dos plugs acima das Swabs do Terminal Head . Testando B4 e B2 com 3000 psi / 10 min contra válvulas da FIBOP.		

Poço	Data de Instalação / Data de Retirada	Evidência considerada (observação: podem existir outros registros seguintes redundantes, porém o primeiro registro é considerado para determinação exata da data de instalação/desinstalação)	Tempo de Missão [anos]	Local de Instalação
25	16/02/2010	Em paralelo, inspecionando TMF da ANM e constatando que o plug FWG 1,87" se encontrava acima do perfil de assentamento no bore de 2" do TMF, com sua haste cerca de 3" acima da interface entre ANM e Tree Cap	5,4	Tree Manifold
	29/06/2015	Preenchendo B2 e B4 pelos pórticos dos plugs acima das Swabs do Terminal Head . Testando B4 e B2 com 3000 psi / 10 min contra válvulas da FIBOP.		
26	24/09/2001	Assentando plug FWG 3,81" no Tree Manifold da ANM e testando com 1500 psi.	13,9	Tree Manifold
	29/07/2015	Realizando flushing das linhas de superfície, realizando teste de pressão do DPR contra plug 3,81", utilizando UC, com CAMAI 8,6 ppg, 500 psi / 10 min.		
27	29/06/2004	Descendo trem de arame e assentando plug 3,81" no Tree Manifold. Retirando arame. Testando estanqueidade do plug com 800 psi. Desmontando equipamento de arame. Em paralelo, fechando M1 da ANM e recolhendo jumper elétrico com auxílio do ROV.	11,2	Tree Manifold
	19/09/2015	Descendo pescador e recuperando haste do plug FWG 3,81". Retirando arame e desconectando lubrificador. Obs: 01:20h - equalizada pressão abaixo do plug, com Pressão TPT subindo de 1925 para 2700 psi.		
28	07/01/2008	Assentando plug FDB 3.75" no TH e testando travamento com overpull de 500 lbf. (NS 451)	6,2	Suspensor de Coluna
	05/03/2014	Testando gaveta cega cisalhante contra o plug FDB 3,75" e válvula VDV do TH com 300 / 1500 psi por 5 / 10 min.		