UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE RIESGO Y CONFIABILIDAD DE LOS ÁRBOLES SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

CARLOS ENRIQUE MORENO MAGALLANES

Director:

M.I. José Ángel Gómez Cabrera

México, D.F. Cd. Universitaria Agosto 2013

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Quiero expresar mi gran agradecimiento al Instituto Mexicano del Petróleo, por haberme brindado todas las facilidades, recursos y apoyos para la elaboración de este trabajo. Reconociéndola como el centro de investigación de clase mundial con personal reconocido, tecnologías y avances que contribuyen al desarrollo de la industria petrolera nacional.

Asimismo, agradezco al Comité Directivo de Becas, a la coordinación de Becas del IMP, así como a todo el personal involucrado quienes me brindaron las facilidades para obtener todo el apoyo necesario y respaldo del Instituto.

De antemano muchas gracias.

A G R A D E C I M I E N T O S

Agradezco desde el fondo de mi corazón a mi madre Leticia Magallanes Arriaga, porque a través de ella me concedió la vida y a quien jamás encontraré la forma de agradecer una vida de sacrificio y esfuerzo más allá de sus capacidades, haciendo de este objetivo logrado, más suyo que mío por la forma en que ha guiado mi vida con amor y energía. Por esto y más… Gracias Mamá

Agradezco a mis abuelos Julia Arriaga y Arnulfo Magallanes, por ser un ejemplo de trabajo y disciplina, porque gracias a su apoyo y consejo directo e indirecto, he llegado a realizar la más grande de mis metas: mi formación como ser humano y profesional. La cual constituye la herencia más valiosa que pueda recibir.

Quiero expresar mi profundo agradecimiento a mis tías Norma Magallanes y Julieta Magallanes a quienes con su gran ayuda, apoyo y consejo brindado a través de mis estudios, me alentaron a lograr esta grandiosa realidad y con la promesa de seguir siempre adelante por el camino correcto.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y en especial a la Facultad de Ingeniería, por ser mi segundo hogar y obsequiarme los conocimientos que me han permitido llegar a ser un profesional en estos años de trayectoria a través de sus aulas.

Quiero agradecer a todos mis Profesores, porque he llegado al final de este camino y en mí han quedado marcadas las huellas profundas de este recorrido gracias a sus palabras, sabios consejos, su experiencia y conocimiento trasmitido a lo largo de todos estos años de formación.

Porque no es fácil llegar, se necesita ahínco, lucha y deseo, pero sobre todo apoyo como el que recibí de: mi tutora e instructora la M.I. Ana Bertha González Moreno durante el desarrollo de este trabajo, ahora más que nunca se acredita mi estimación, admiración y respeto; de la misma manera, al MSc. Raúl Meza Menéndez, por haberme guiado en el desarrollo de esta tesis, por su apoyo y colaboración brindada a lo largo de este tiempo, pero sobre todo por sus consejos y sabiduría para cada día aprender algo nuevo y estar más preparado en mi vida profesional. Finalmente pero no menos importante, al Ing. Jaime Antonio Hernández del Río quién siempre me brindó su tiempo, conocimiento y consejos para alentarme y motivarme en los momentos de duda y concertación. A todos ustedes muchas gracias, ya que este trabajo contiene no sólo sus conocimientos, sino también su esencia.

Quiero hacer una mención especial a las siguientes personas quienes no sólo me acompañaron en este trayecto durante mi formación, sino también contribuyeron en mi crecimiento como ser humano, profesional y con valores: a los Ing. Ana Belén Cruz Barrera, Ing. Susana Cerón Mayo, Ing. Anel Olmos Montoya, Ing. Carlos A. Hernández Niño, Ing. Germán de Jesús Sánchez Medina, Ing. Germán Colín Valdez, Ing. Álvaro G. Falcón Madrigal, Ing. Everardo Hernández del Ángel, Ing. Víctor H. Tejero, Ing. Marco Salmerón, Ing. Edgar Rivero Romero, Ing. Ángel Carbajal; porque saben escuchar y brindar ayuda cuando es necesario, porque no sólo la superación de mis ideales, sino también su gran apoyo y mano brindada en las derrotas y logros de mi vida me han permitido comprender cada día más lo valioso de la amistad, porque mis conceptos, mis valores morales y mi superación se las debo a ustedes; esto será la mejor de las herencias, lo reconozco y lo agradeceré eternamente. Sinceramente, muchas gracias por estar en mi camino y a todos mis compañeros de generación quienes siempre demostraron dar lo mejor de sí mismos durante nuestra formación.

Agradezco también a los Ing. Briselda Pacheco Cruz, Ing. Erwind Arréola Pérez, Ing. Felipe de Jesús Pozadas Torres, Ing. Alejandro Álvarez Aguilar, Ing. Edgar Andrés Baltazar, Ing. César Méndez Torres porque son de esa clase de personas que todo lo comprenden y dan lo mejor de sí mismos sin esperar nada a cambio, porque se han ganado el cariño, admiración y respeto de todo el que los conoce. Pero sobre todo, les agradezco también a todos los integrantes de la Sociedad de Alumnos de Ingeniería Petrolera 2011, por haberme brindado la oportunidad de formar parte de un gran proyecto que resultó, con todo orgullo, una de las mejores administraciones desde los últimos 7 años y que fue posible gracias a su trabajo, compromiso y responsabilidad.

Como un pequeño testimonio de gratitud, a mis grandes amigos Diego y Braulio Sánchez González, Arq. Elizabeth Espinal, Griselda Alatorre, Héctor H. Maldonado, CD. Jessica M. Honesto, Lic. Mariana Salas, Lic. Elihan Badillo, Ing. Víctor López y CP. Ana L. López, Ing. Alejandra Almazán, a Marlem N. Nazario Lemus, por el gran apoyo brindado durante los años más difíciles y más felices de mi vida, por haber significado también la inspiración que necesitaba para terminar mi carrera profesional, prometiendo superación y éxitos sin fin para devolver el apoyo brindado y la mejor de las ayudas que pude recibir, lo que hasta ahora sigue constituyendo, la mejor de las alicientes para continuar con mi superación.

Además agradezco infinitamente a las familias: Nazario Lemus, Chávez Uribe, Sánchez González, López Joaquín, Méndez Domínguez, Garduño Magaña, por su gran apoyo, comprensión, preocupación y motivación para que alcanzara una de las metas más importantes de mi vida. ¡Gracias!

D E D I C A T O R I A S

Quiero dedicar este trabajo a mi hermano Iván Alberto Moreno Magallanes, como muestra y testimonio que cuando deseas algo con todas tus fuerzas, se puede volver realidad. Espero que esto te sirva de inspiración para que tú también logres tus metas. ¡Con todo mi cariño para ti hermano, te quiero!

Quiero dedicar también este trabajo a todas esas personas que siempre depositaron su fe y confianza en mí e inspiraron mi trabajo y metas para alcanzar este día tan especial en mi vida. Mi formación profesional. ¡Gracias!

Dedico además este trabajo a esas personas que fueron importantes en mi vida durante este largo camino, porque a pesar que ya no me acompañan en el mismo, lograron iluminarme y alegrarme el viaje durante el tiempo que lo estuvieron. Gracias, siempre las recordaré con mucho cariño.

Finalmente, me gustaría dedicar este trabajo a todos aquellos que estuvieron al pendiente de la finalización del mismo y quienes comparten conmigo el significado del siguiente refrán: "No hay plazo que no se cumpla ni deuda que no se pague". Muchas gracias

Guno y la luz del camino…

Había una vez, hace cientos de años, en una ciudad de Oriente, un hombre que una noche caminaba por las oscuras calles llevando una lámpara de aceite encendida.

De pronto, se encontró a un amigo, el amigo lo mira y se da cuenta de que es Guno, el ciego del pueblo. Entonces, le dice:

> *- ¿Qué haces con una lámpara en la mano? Si tú no ves... El ciego le responde:*
>
> *- Yo no llevo la lámpara para ver mi camino. Yo conozco la oscuridad de las calles de memoria. Llevo la luz para que otros encuentren su camino cuando me vean a mí... No sólo es importante la luz que me sirve a mí, sino la que yo uso para que otros puedan también servirse de ella.*

Alumbrar el camino de los otros no es tarea fácil... Muchas veces en vez de alumbrar, oscurecemos mucho más el camino de los demás... ¿Cómo? A través del desaliento, la crítica, el egoísmo, el desamor, el odio, el resentimiento, el mal ejemplo...

¡Qué hermoso sería si todos ilumin---áramos el camino de los demás!

ÍNDICE

RESUMEN……...1
ABSTRACT……3
INTRODUCCIÓN……5

CAPÍTULO I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1. SISTEMAS SUBMARINOS……...10
1.1.1. Importancia de la Confiabilidad en la Industria Petrolera……..12
1.2. FALLAS……..12
1.2.1. Análisis de las fallas……...14
1.2.2. Tipos de fallas……15
1.2.2.1. El factor humano……..17
1.2.3. Observaciones de las fallas……18
1.2.3.1. ¿Por qué las cosas fallan?.....18
1.2.3.2. Ritmo de las fallas……19
1.3. RIESGO……...20
1.3.1. Tipo de riesgos……...21
1.3.2. Proceso de análisis y evaluación de riesgos……...22
1.3.2.1. Identificación de peligros y condiciones peligrosas……..23
1.3.2.2. Análisis de consecuencias……24
1.3.2.3. Estimación de la frecuencia……...25
1.3.2.4. Caracterización y jerarquización de riesgos……..26
1.3.2.5. Informe del estudio de riesgo……28
1.4. CONFIABILIDAD……..28
1.4.1. Tipos de confiabilidad……30
1.4.1.1. Confiabilidad humana……...31
1.4.1.2. Confiabilidad de diseño……32
1.4.1.3. Confiabilidad de proceso……...32
1.4.1.4. Confiabilidad de equipos……...33
1.5. REDUNDANCIA……34
1.5.1. Clasificación de la redundancia……..34
1.5.2. Tipos de redundancia……..35
1.6. MANTENIMIENTO Y MANTENIBILIDAD……...36
1.7. DISPONIBILIDAD……37

CAPITULO II. ÁRBOLES SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

2.1. DEFINICIÓN……...40
2.1.1. Evolución del producto……...40
2.2. FUNCIONALIDAD……41
2.3. CLASIFICACIÓN……...42
2.3.1. De acuerdo al tipo de cabezal……42
2.3.2. Por la posición de las válvulas……43
2.3.2.1. Árbol de un solo agujero (monobore tree)……44

2.3.2.2. Árbol vertical o convencional VXT (dual bore)……...45
2.3.2.3. Árbol horizontal HXT (spool tree™)……48
2.3.2.4. Árboles vertical y horizontal mejorados……...51
2.3.2.4.1. Árbol vertical mejorado EVXT……51
2.3.2.4.2. Árbol horizontal mejorado EHXT……...53
2.3.3. Por requerimientos de instalación……..54
2.3.3.1. Con asistencia de buzos……54
2.3.3.2. Con líneas guía y sin asistencia de buzos……..55
2.3.3.3. Sin líneas guía y sin asistencia de buzos……...55
2.3.4. Nueva tecnología……56
2.4. COMPONENTES……57
2.4.1. Tapa del árbol……58
2.4.2. Colgador de tubería de producción (tubing hanger)……...59
2.4.3. Módulo de control submarino……60
2.4.4. Estrangulador……..61
2.4.5. Válvulas……..62
2.4.5.1. Componentes y partes básicas de una válvula……...63
2.4.5.2. Tipos……..64
2.4.5.2.1. Hidráulicas……...64
2.4.5.2.2. ROV/manual……65
2.4.5.2.3. De inyección……65
2.4.5.3. Válvulas del árbol……..66
2.5. DISEÑO……...68
2.5.1. Estándares de referencia……69
2.5.2. Consideraciones de diseño……69
2.6. SELECCIÓN……...71
2.6.1. Factores clave en la selección de árboles……...71
2.6.2. Consideraciones de selección……72
2.6.3. Costos……...73

CAPITULO III. INTRODUCCIÓN A UN MODELO DE CONFIABILIDAD

3.1. MODELO DE CONFIABILIDAD Y ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO TÉCNICO PARA SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN……76
3.1.1. Principios del modelo……76
3.1.2. Definición……...79
3.1.3. Planeación……...80
3.1.4. Implementación……..80
3.1.5. Retroalimentación……...80
3.2. PROCESOS CLAVE DE CONFIABILIDAD (KPs)……..81
3.3. MODELO ACTUAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL……..85
3.3.1. Directrices del modelo……85
3.3.2. Estructura……86
3.3.3. Fases de evolución……..88
3.3.4. Aplicación y monitoreo……..89

3.4. TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD……92
3.4.1. Diagrama de bloque de confiabilidad (RBD)……92
3.4.1.1. Consideraciones del modelado……..92
3.4.1.2. Procedimiento de modelado……..93
3.4.1.3. Evaluación del modelo……..95
3.4.1.4. Fortalezas y debilidades……96
3.4.2. Análisis de árbol de fallas (FTA)……...97
3.4.2.1. Consideraciones generales……97
3.4.2.2. Procedimiento……98
3.4.2.3. Estructura……...98
3.4.2.4. Construcción del árbol……...99
3.4.2.5. Evaluación del árbol……100
3.4.2.6. Ventajas y desventajas……102
3.4.3. Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMEA & FMECA)……...103
3.4.3.1. Análisis de modos y efectos de las fallas (FMEA)……104
3.4.3.1.1. Procedimiento……104
3.4.3.1.2. Análisis……...107
3.4.3.1.3. Usos y aplicación……...112
3.4.3.2. Análisis de criticidad……...113
3.4.3.2.1. Procedimiento……114
3.4.3.2.2. Evaluación……..116
3.4.3.2.3. Ventajas y debilidades……117

CAPITULO IV. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

4.1. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS……120
4.1.1. Importancia de la administración de la seguridad en la industria petrolera……120
4.2. MODELO DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS……125
4.3. ELEMENTOS CLAVE DE UN MODELO DE ADMINISTRACIÓN……127
4.4. FACTORES CLAVE DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS……129
4.5. ESQUEMA DE PROCESOS……130
4.6. METODOLOGÍAS DE IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS……..132
4.6.1. Principio básico de la identificación de peligros……..132
4.6.2. Metodologías de identificación de peligros……...133
4.7. ANÁLISIS DE RIESGOS……134
4.7.1. Establecimiento de las métricas……135
4.7.2. Análisis cualitativo……...136
4.7.2.1. Valorización de probabilidad de ocurrencia de riesgos……...136
4.7.2.2. Valorización de las consecuencias de riesgos……137
4.7.3. Análisis cuantitativo……140
4.8. EVALUACIÓN DEL RIESGO……140
4.8.1. Priorización de los riesgos de acuerdo a su probabilidad e impacto……142
4.9. REDUCCIÓN DEL RIESGO……143
4.10. SEGUIMIENTO Y CONTROL……..145
4.11. MONITOREO……146
4.12. NORMATIVIDAD DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN AGUAS PROFUNDAS……....146

CAPITULO V. CASO DE ESTUDIO: ÁRBOL SUBMARINO DE PRODUCCIÓN

5.1. ENFOQUE DE APLICACIÓN……150
5.2. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS……150
5.2.1. Definición……151
5.2.2. Organización……151
5.2.3. Implementación……152
5.2.4. Medición……152
5.2.5. Revisión……152
5.3. ESQUEMA DE PROCESOS……153
5.3.1. Identificación de peligros……153
5.3.1.1. Técnica de Identificación de peligros (HAZID)……154
5.3.2. Análisis y evaluación de los peligros……155
5.3.2.1. Estimación de la frecuencia……156
5.3.2.2. Análisis de las consecuencias……156
5.3.2.3. Evaluación de los peligros……157
5.3.2.4. Priorización de los riesgos……157
5.3.3. Reducción del riesgo……159
5.3.4. Monitoreo y control……160
5.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS……160
5.5. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA FMECA EN EL ANÁLISIS DEL RIESGO TÉCNICO……165
5.5.1. Definición y preparación……166
5.5.2. Análisis……169
5.5.3. Evaluación……173
5.5.4. Resultados y reporte……174

CAPITULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES……182
6.2 RECOMENDACIONES……184

ANEXO A……188
ANEXO B……195
ANEXO C……197
ANEXO D……203
ANEXO E……205
ANEXO F……209
LISTA DE FIGURAS……221
LISTA DE TABLAS……224
ACRÓNIMOS……225
BIBLIOGRAFÍA……228

RESUMEN

Dado el aumento del auge en la exploración y explotación de los yacimientos petroleros en aguas profundas, de la constante declinación de los actuales yacimientos en aguas someras, así como de la necesidad de incorporar las reservas de hidrocarburos, la industria petrolera nacional ha tenido la necesidad de explorar en aguas cada vez más profundas y de desarrollar proyectos con los más altos estándares de seguridad y protección ambiental en sus operaciones. Dado que, conforme las condiciones de operación se tornan más agresivas y la tecnología actual es insuficiente, los riesgos asociados a la explotación de los campos en aguas profundas son cada vez más altos, esto ha obligado a los operadores a evaluar los niveles de riesgos de sus operaciones en los proyectos costa fuera. Destacando la necesidad de conocer y llevar a cabo, los análisis de riesgos y confiabilidad pertinentes en las operaciones en aguas profundas.

Dada la amplia magnitud de las tecnologías empleadas en aguas profundas, este trabajo se enfoca en uno de los principales equipos de control y operación de la producción en el lecho marino: el árbol submarino. Equipo primordial en los sistemas submarinos, debido al gran número de componentes que lo conforma, así como de sus principales funciones de seguridad y control de la producción hacia los equipos instalados en el lecho marino. De manera que, este trabajo ofrece una herramienta en la aplicación y conocimiento de las técnicas de administración de riesgos y confiabilidad a la industria petrolera en la implementación y mejora de los proyectos costa fuera, aplicado a un caso de estudio: el árbol submarino de producción.

De manera que, el capítulo 1 busca introducir al lector en los conceptos más importantes usados en la ingeniería de confiabilidad y su relación en la industria petrolera, especialmente con los sistemas submarinos de producción. Así como la descripción de los procedimientos, definiciones y terminología empleada, con el fin de ilustrar al lector mediante ejemplos claros y sencillos el enfoque de confiabilidad desde los sistemas hasta los equipos, su análisis de riesgo y las acciones a tomar para lograr así un alcance de este conocimiento a todas las áreas de oportunidad en la industria petrolera mexicana.

En el capítulo 2, se proporcionan las bases técnicas así como la definición, funcionalidad y descripción completa de los árboles submarinos de producción y lograr diferenciar entre los distintos tipos de árboles submarinos y sus estructuras, e identificar los componentes principales. Con el fin de comprender y asimilar el funcionamiento de esta tecnología, así como de la importancia de su diseño y selección en la arquitectura submarina de producción, ya que son considerados unas de las principales conexiones o interfaces de seguridad entre la cabeza del pozo, los jumpers y los manifold.

De la misma forma, es importante mencionar que uno de los objetivos de este trabajo es introducir al lector a las técnicas de análisis de confiabilidad más comúnmente empleadas en la industria, para lograr así, un completo entendimiento de los procedimientos y especificaciones necesarias para llevarlos a cabo, así como también de su empleo en los análisis de confiabilidad de los sistemas, equipos y procesos los cuales dependiendo el caso, se optará por la mejor técnica para su estudio. Es por esto que en el capítulo 3 se enfatizará en las siguientes técnicas de estudio de confiabilidad: “Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMEA & FMECA)”, “Análisis del árbol de

fallas (FTA)" y "Diagrama de bloque de confiabilidad (RBD)"; los cuales nos proporcionarán una herramienta para el análisis del caso de estudio de un árbol submarino de producción. Cabe mencionar que también se proporciona una introducción del modelo de confiabilidad estructurado en Petróleos Mexicanos el cual está basado en un proceso de mejoramiento continuo y sistemático en la eficiencia y confiabilidad operacional.

En el capítulo 4 se describe las bases y los componentes clave de la administración de riesgos en el análisis y evaluación de riesgos para cualquier empresa, procedimiento o actividad con la intención de crear consciencia de la necesidad de identificar y tratar los riesgos a lo largo de todos los procesos industriales, identificar oportunamente las amenazas en los proyectos y mejorar el desempeño en la salud, seguridad y protección ambiental.

Para ilustrar de una manera didáctica la aplicación del sistema de administración de riesgos y las técnicas de confiabilidad, en particular, el análisis de los modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA) en el capítulo 5 se muestra un caso de estudio que pretende servir como guía de administración de riesgos y análisis de la confiabilidad de un árbol submarino de producción.

Es importante resaltar que este trabajo, cálculos o resultados, no intentan representan cualquier estándar específico de seguridad, regulación o práctica recomendada. La aplicación de este caso de estudio, es de servir únicamente como una guía de asesoramiento, donde toda la información contenida está destinada a mejorar la confiabilidad de los sistemas submarinos y los procedimientos de seguridad para garantizar un lugar de trabajo seguro, saludable y amigable con el ambiente. Mediante el desarrollo de programas eficaces de prevención y mantenimiento adaptadas a las necesidades de cada lugar de trabajo, equipos de herramientas, prácticas y procedimientos utilizados.

ABSTRACT

Given the increasing boom in exploration and exploitation of oil fields in deep water, the continuing decline of existing shallow water fields and the need to incorporate hydrocarbon reserves, the oil industry has had the need to explore in ever deeper waters and to develop projects with the highest standards of safety and environmental protection in its operations. Since, under the operating conditions become more aggressive and current technology is insufficient, the risks associated with the exploitation of deepwater fields are increasingly high, this has forced operators to assess risk levels of theirs operations in offshore projects. Highlighting the need to understand and carry out risk and reliability analysis relevant in deepwater operations.

Given the large magnitude of the technologies in deepwater, this paper focuses on one of the main equipment control and operation of the production on the seabed: the subsea tree. Primary equipment in subsea systems due to the large number of components that shape it, and its main functions of security and control of production to the equipment installed in the seabed. So, this work provides a tool in the application and understanding of risk management techniques and reliability to the oil industry in the implementation and improvement of offshore projects, applied to a case study: the subsea production.

So, the chapter 1 seeks to introduce the reader to the most important concepts used in reliability engineering and its relationship to the oil industry, especially with subsea production systems. As well as a description of the procedures, definitions and terminology used, in order to show the reader by clear and simple examples the approach to reliability from the systems until the equipment, their risk analysis and actions to take to create by achieving scope of this knowledge to all areas of opportunity in the Mexican oil industry.

In Chapter 2, are provided the technical basis and the definition, functionality and complete description of the subsea production trees thus achieving differentiate between different types of subsea trees and structures, and to identify the main components. In order to understand and assimilate the operation of this technology, so as the importance of its design and selection in submarine production architecture, as they are considered a major security connections or interfaces between the wellhead, the jumpers and manifold.

Similarly, it is important to mention that one of the objectives of this thesis is to introduce the reader to the reliability analysis techniques most commonly used in industry, so as to achieve a complete understanding of the procedures and specifications required to carry them out, as well as their use in the reliability analysis of systems, equipment and processes which depending on the case, we will choose the best technique for study. That is why in Chapter 3 will emphasize the following techniques reliability study: "Failure modes, effects and critically analysis (FMEA & FMECA)", "Fault Tree Analysis (FTA)" and "Reliability block diagram (RBD)", which will give us a tool to analyze the case study of a subsea production tree. It is noteworthy that also provides an introduction of the reliability model structured in PEMEX which is based on a process of continuous and systematic improvement in operational efficiency and reliability.

Chapter 4 describes the basis and key components of risk management in the analysis and risk assessment for any company, process or activity with the intention to raise awareness of the need to

identify and address risks along all industrial processes, identify threats timely in the projects and improve performance in health, safety and environmental protection.

To illustrate in a didactic way the application of the risk management system and reliability techniques, in particular, the Failure modes, effects and critically analysis (FMECA) the Chapter 5 shows a case study that intended to serve as guide risk management and reliability analysis of a subsea production tree. Importantly, this work, calculations or results, try not representing any particular safety standard, regulation or somehow creating new obligations. The intent of this study case is to serve as a guide only advisory, where all the information is intended to improve the reliability of subsea systems and safety procedures to ensure a workplace safe, healthy and friendly atmosphere. By developing effective prevention programs and maintenance tailored to the needs of each workplace, tools equipment, practices and procedures.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de satisfacer la creciente demanda de hidrocarburos, así como de compensar la declinación de la producción en los yacimientos de hidrocarburos ha causado que los operadores se muevan hacia aguas más profundas para explorar reservas de petróleo y gas. La explotación de petróleo y gas en aguas profundas ha llevado al desarrollo e instalación de tecnología no probada operando bajo duros ambientes. Para darnos una idea del avance de la tecnología y desarrollo en aguas cada vez más profundas mostraremos a continuación los récords mundiales adquiridos a lo largo de la historia (fig.i.1), donde se destaca el obtenido por un árbol submarino de la compañía FMC Technologies, instalado por la operadora Shell en el Golfo de México (campo Perdido) a una profundidad de 2934 m.[1]

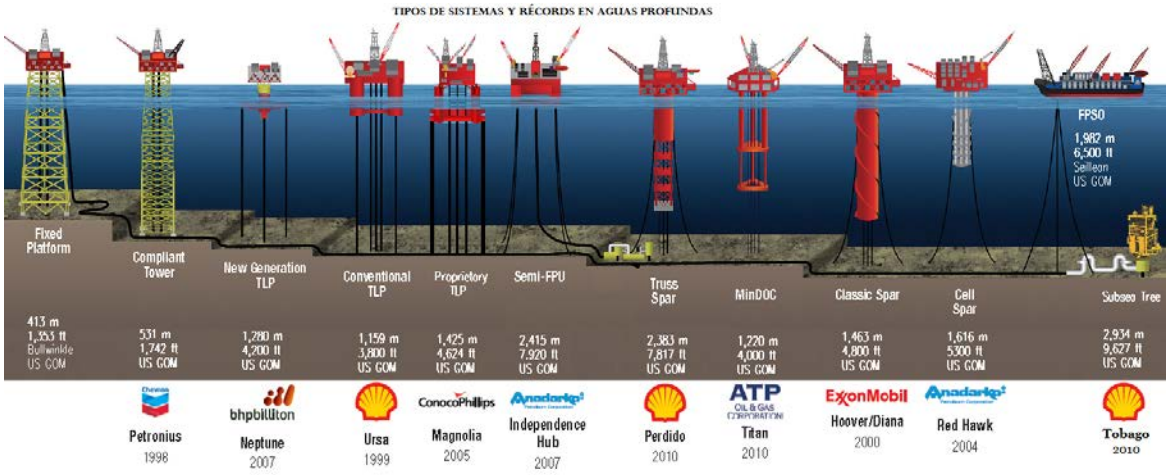


Figura i.1. Descripción de los sistemas y sus récords 2012[1]

Uno de los principales equipos instalados en el lecho marino es el árbol submarino de producción, el cual está conformado por un conjunto de válvulas que se emplea en el control o inyección de los fluidos. Sin embargo, en los proyectos en aguas profundas, el ambiente es mucho más hostil que en aguas someras. Estos ambientes están principalmente caracterizados por altas presiones y altas temperaturas en el yacimiento y muy bajas temperaturas en el lecho marino, como lo muestra la tenencia de las condiciones en la figura derecha.

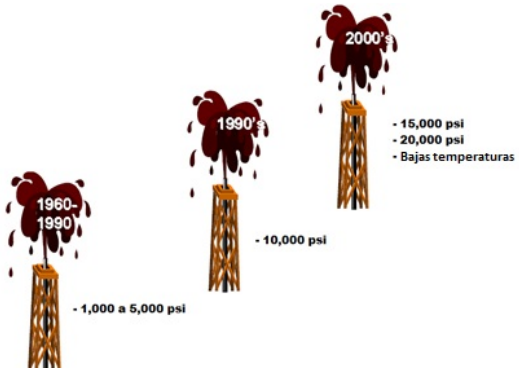


Figura i.2.Tendencia de la tecnología costa afuera[2]

Además, uno de los principales desafíos que enfrenta actualmente la industria petrolera es la temprana edad de fallas de los equipos submarinos de producción. Los árboles submarinos son susceptibles a fallas a la temprana edad lo cual puede tener un impacto negativo sobre la producción del campo con importantes consecuencias económicas, ambientales, de salud y seguridad. Condiciones severas de operación en aguas profundas, largos tiempos de movilización de barcos de intervención, así como disponibilidad de refacciones son también directrices del desempeño de las instalaciones submarinas.

Por otra parte, a principios de la década de los noventa, una serie de incidentes y accidentes generaron en México un cambio radical en la forma de percibirlos, prevenirlos y aprender de ellos; por esta razón se propició la integración de procedimientos y sistemas que mantenían un enfoque en seguridad, salud y protección ambiental, alcanzando mejoras notables en los procesos. Pero dada la experiencia, estos procedimientos no impactaban en los sistemas de gestión del mantenimiento, por lo que si bien existían planes dirigidos al enfoque antes mencionado, estos no reducían los paros no programados.

Considerando todo lo anterior, es necesario el desarrollo e implementación de un modelo orientado con la seguridad, salud y protección ambiental, que permita garantizar la disponibilidad de las instalaciones productivas y de soporte, necesario para lograr los niveles óptimos de eficiencia, así como optimizar los recursos disponibles; con el objetivo de dejar la cultura reactiva en donde se premia al que más rápido repara y/o pone e operación un equipo o sistema y, obtener una cultura proactiva enfocada a resultados, que evite las fallas antes de que se presenten, todo esto a través sistemas de administración de riesgos y confiabilidad.

No importa lo que una compañía o empresa diseñe, construya o fabrique en particular, el impacto de la confiabilidad puede ser considerable y por lo general tiene un efecto importante sobre la eficiencia del ciclo de vida, ganancias y costos en el mercado; ya que pueden soportar decisiones de diseño basadas en criterios operacionales. Las cuotas en el mercado normalmente son determinados por la calidad, y en particular por la confiabilidad, relativos al precio y a la entrega. De tal forma que el logro de confiabilidad en los productos requiere de un compromiso sincero y sostenido así como la comprensión y asimilación de las técnicas. Los resultados podrían no ser inmediatos y puede que un desembolso deba ser realizado antes de comenzar los beneficios, pero la experiencia ha mostrado que los retornos en inversión y esfuerzos bien valen la pena.

Si bien gran parte de la industria es consciente de la inminente necesidad, los principios de su aplicación y sus beneficios directos a la industria no han sido ampliamente concientizados. De tal manera que esta investigación ofrece el desarrollo y aplicación de estas técnicas a la industria petrolera en la implementación y mejora de los sistemas de administración de riesgos y confiabilidad de los proyectos costa fuera.

Prueba de la seriedad que tiene este tema en el país son las regulaciones en materia de seguridad industrial que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) estableció para regular los trabajos de exploración y explotación en aguas profundas. El organismo establece los elementos técnicos, normativos y organizacionales con los que debe de contar los sistemas de seguridad industrial la industria petrolera nacional para desarrollar las actividades en aguas profundas. Entre las disposiciones establecidas por la Comisión se dicta que la industria está obligado a cumplir con las

mejores prácticas a nivel internacional en la materia, al apego a la normatividad técnica, tecnológica y metodológica para resolver los retos geográficos y operativos que su explotación signifique, así como la adquisición o desarrollo de la tecnología que permita resolver las distintas complejidades. Asimismo, a adquirir los sistemas pertinentes para la administración de riesgos, además de su identificación, análisis y mitigación, sin dejar de lado la atención de contingencias o siniestros para las actividades en Aguas Profundas.

De aquí en adelante, este trabajo se apoyará en los desarrollos tecnológicos, investigaciones e históricos de fallas de los equipos, así como de la estadística, documentación y experiencias de otras compañías operadoras quienes han aplicado esta tecnología en los distintos ambientes submarinos y de los cuales son pioneros en el desarrollo de los proyectos en aguas profundas.

Asimismo, en el siguiente gráfico (figura i.3) se muestra de manera sintetizada el flujo de información de los diferentes aspectos que se cubren en este trabajo definiendo en cada capítulo los objetivos específicos esperados.

Conceptos Fundamentales	Árboles Submarinos de Producción	Introducción a un Modelo de Cofiabilidad	Administración del Riesgo	Caso de estudio: Árbol Submarino de Producción

DESARROLLO				
▪ Sistemas Submarinos ▪ Fallas ▪ Riesgo ▪ Confiabilidad ▪ Redundancia ▪ Mantenimiento y Mantenibilidad ▪ Disponibilidad	▪ Definición ▪ Funcionalidad ▪ Clasificación ▪ Componentes ▪ Diseño ▪ Selección	▪ Modelo de confiabilidad y administración del riesgo técnico para sistemas submarinos de producción ▪ Procesos clave de confiabilidad (KPs) ▪ Modelo actual en la industria petrolera nacional ▪ Técnicas para el análisis de confiabilidad	▪ Administración de riesgos ▪ Modelo de administración de riesgos ▪ Elementos clave de un modelo de administración ▪ Factores clave en la administración de riesgos ▪ Esquema de procesos ▪ Metodologías de identificación de peligros ▪ Análisis de riesgos ▪ Evaluación del riesgo ▪ Reducción del riesgo ▪ Seguimiento y control ▪ Monitoreo	▪ Enfoque de aplicación ▪ Administración de riesgos del árbol submarino ▪ Esquema de procesos ▪ Análisis de los resultados ▪ Aplicación de la técnica FMECA en el análisis del riesgo técnico
OBJETIVOS				
Introducir al lector en los conceptos más importantes usados en la ingeniería de confiabilidad y su relación en la industria petrolera, especialmente con los sistemas submarinos de producción, así como la descripción de los procedimientos, definiciones y terminología empleada.	Proporcionar las bases técnicas así como la definición, funcionalidad y descripción completa de los árboles submarinos de producción. Para diferenciar entre los distintos tipos de árboles submarinos, sus estructuras e identificar los principales componentes.	Introducir al lector a las técnicas de análisis de confiabilidad más comúnmente empleadas en la industria, para lograr un completo entendimiento de los procedimientos y especificaciones necesarias para llevarlos a cabo, así como de su empleo en los análisis de confiabilidad de los sistemas, equipos y procesos los cuales dependiendo el caso, se optará por la mejor técnica para su estudio.	Describir las bases de la *administración de riesgos* y delinear los componentes clave en la identificación, análisis y evaluación de riesgos para cualquier empresa, procedimiento o actividad.	Demostrar la aplicación de las técnicas de análisis de riesgos y confiabilidad en un árbol submarino e ilustrar de una manera didáctica la aplicación del sistema de administración de riesgos y las técnicas de confiabilidad, en particular, el análisis de los modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA).

CAPÍTULO I
CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1. SISTEMAS SUBMARINOS

Un sistema se define como el conjunto de elementos dinámicamente relacionados entre sí con el fin de lograr un objetivo. Cada elemento del sistema cumple una función especial de tal forma que si un elemento por más pequeño que sea, es afectado, todo el sistema deja de funcionar en su totalidad, provocando deficiencias en el objetivo planeado.[3]

Ahora bien, un sistema submarino de producción es el conjunto de conexiones, tuberías y equipos submarinos que tiene como objetivo llevar los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la superficie; ya sea sistemas flotantes, plataformas fijas o tierra.

A la distribución y ubicación de los equipos submarinos en el lecho marino se le conoce como "arquitectura submarina", la cual es diseñada de acuerdo a las condiciones y características de explotación del campo. Para la definición de la arquitectura submarina y los equipos submarinos de producción que serán instalados sobre el lecho marino, deben considerarse diferentes áreas técnicas que en conjunto logran establecer y evaluar los diferentes escenarios de explotación mediante estudios de factibilidad técnicos y económicos, seleccionando el mejor esquema de explotación del campo e incluyendo la mejor decisión de instalar y distribuir los equipos submarinos sobre el lecho marino bajo una arquitectura previamente establecida. Un sistema submarino de producción se conforma de[4]:

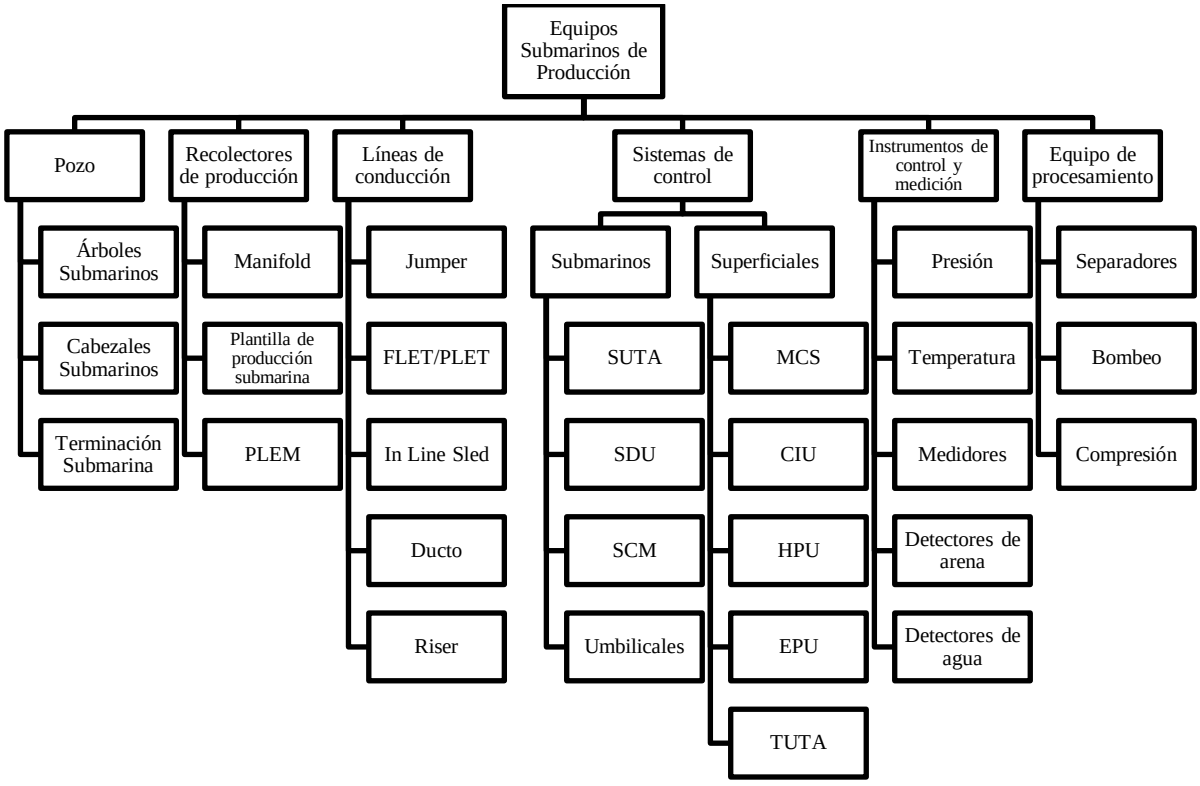


Figura 1.1. Equipos submarinos de producción[4]

Cada una de estas áreas requiere de un amplio conocimiento que en conjunto, permitan diseñar los sistemas submarinos de producción y definir la arquitectura submarina.

En la figura 1.2 se muestra un ejemplo de la configuración de un sistema submarino de producción, cuyo arreglo e instalación de los equipos submarinos dependerá de muchos factores, principalmente de las condiciones de operación, así como de las producciones a obtener y tipos de fluidos a manejar.

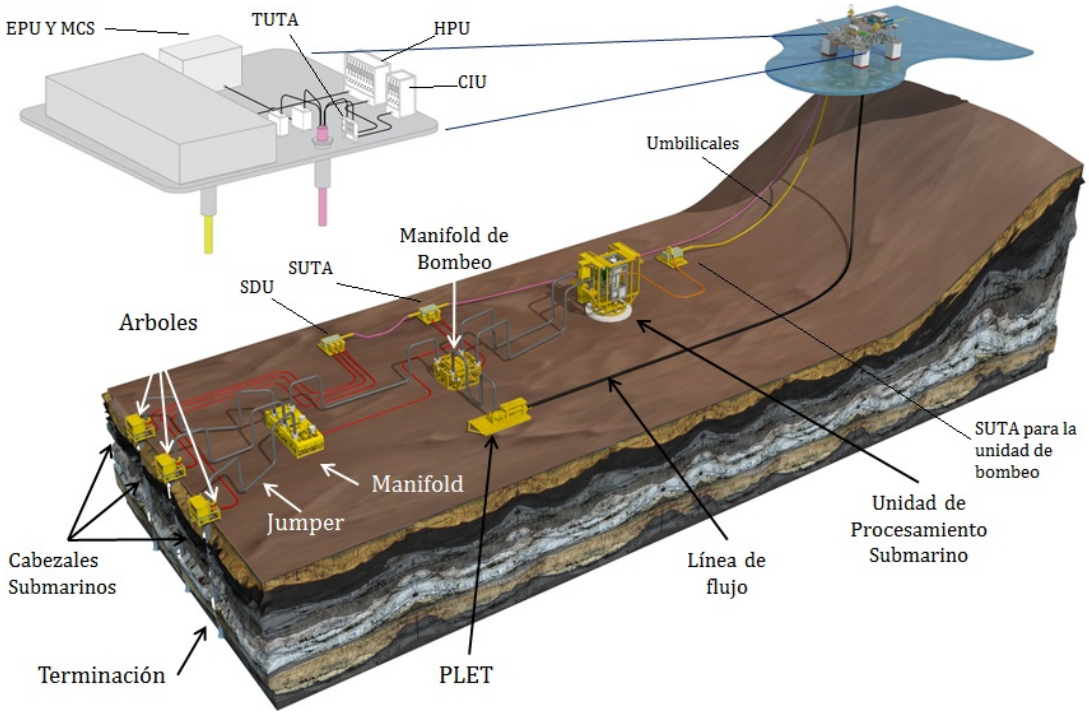


Figura 1.2. Sistema Submarino de Producción[4]

Generalmente, petróleo, gas y agua fluyen desde el pozo hacia el árbol de producción submarino y desde allí al conector, jumper, manifold (colector) y la línea de flujo antes de llegar finalmente a un ducto ascendente también llamado Riser, que los envía a la superficie para su procesamiento.

Los árboles de producción submarinos situados por encima de cada pozo terminado, contienen las válvulas de control de presión y los orificios de inyección química. Una bomba de refuerzo submarina, ubicada aguas abajo del colector, bombea los fluidos producidos a lo largo de la línea de flujo y por el ducto ascendente, hasta la cubierta de producción de la plataforma.; cabe mencionar que el bombeo submarino no es un elemento común en los sistemas submarinos, sin embargo en función de las propiedades del fluidos y las condiciones de operación, este recurso de aumento en la energía de flujo de los fluidos es necesario para el transporte deseado. Las líneas umbilicales que parten de la plataforma suministran energía eléctrica e hidráulica, para las funciones de control de los cabezales de producción o los manifolds y proveen los productos químicos para suprimir la formación de incrustaciones e hidratos en la corriente de producción así como también transmiten las comunicaciones bidireccionales y las instrucciones de control entre la plataforma, el cabezal de producción y los dispositivos de fondo de pozo.

Para fines de este trabajo, la descripción breve de los equipos y procedimientos que comprenden a los sistemas submarinos puede consultarse el anexo A.

1.1.1. Importancia de la Confiabilidad en la Industria Petrolera

Debido a que los sistemas submarinos son más complejos conforme nos vamos introduciendo en tirantes de agua mayores, donde los ambientes se vuelven extremos y que, en conjunto con operaciones tales como la perforación, terminación y mantenimiento, se caracterizan y diferencian de la industria petrolera en aguas someras debido a que:

- Las plataformas son flotantes, sujetas a una coordenada fija, ya sea con anclas o posicionamiento dinámico, compensando el movimiento de las condiciones oceánicas; los equipos son instalados en el lecho marino, e interconectados con un riser.
- Existe una zona fría hasta 4 °C que genera durante la evaluación de la producción inestabilidad no solo de los fluidos, sino del equipo instalado en el lecho marino.
- Geomecánica compleja del pozo, resultando en altas presiones y temperaturas de trabajo en los equipos.
- Altos costos de intervención y mantenimiento de los equipos submarinos.
- Estándares de seguridad superiores a los de perforación y producción de pozos convencionales.

Es así, que la importancia de que los proyectos resulten exitosos o no, radica en las etapas de diseño y ejecución, donde se debe asegurar la disponibilidad tanto de la producción como de los equipos. Lo anterior depende de un enfoque de diseño confiable, como de contar con planes de respuesta emergentes seguros, acciones preventivas y de mantenimiento alineadas a cumplir con objetivo del negocio: maximizar la rentabilidad, disminuyendo costos, trabajando con altos estándares de seguridad y protección ambiental.

Considerando que en algunas ocasiones aún con una planeación exhaustiva en la ejecución de la operación, se presentan fallas; cuando es el caso, debe trabajarse arduamente para controlar fallas subsecuentes y restablecer el control del proceso. Para comprender mejor ¿qué son? y ¿cómo funcionan?, éste capítulo abordará más a fondo el tema. Tema que ha tomado cada vez más importancia entre las compañías operadoras, dada las indeseables experiencias que se han presentado a los largo del desarrollo de la explotación y producción en aguas profundas.

1.2. FALLAS

La posibilidad de que un sistema falle es un aspecto central de la evaluación de riesgos. Es así como, el análisis de la confiabilidad de los equipos gira en torno a la posibilidad de que se presente una pérdida o evento no deseado, medido en términos económicos, sociales, físicos o de cualquier otra índole. La pérdida o evento es el resultado de una *falla*, la cual es una disminución en la capacidad del sistema para cumplir su función, y que a su vez depende del cumplimiento de un objetivo.

Por lo tanto, una falla ocurre cuando el objetivo para el cual el sistema existe no se cumple en alguna medida; ésta puede alcanzar diferentes “grados”, que van desde la no falla, hasta la incapacidad del sistema para cumplir su función (Figura 1.3).[5]

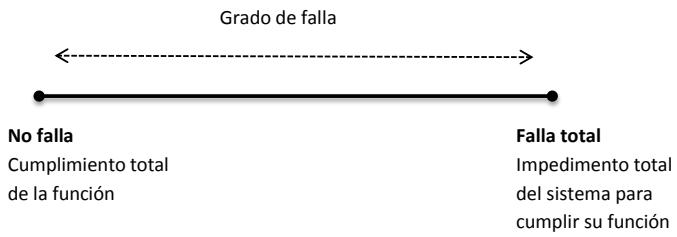


Figura 1.3. Rango del cual se define la falla[5]

La falla está asociada al incumplimiento de la función y por ello su definición y evaluación dependen de la correcta descripción del sistema y de su relación con otros sistemas y/o equipos. La extensión de las consecuencias de la falla está definida por los límites utilizados para definir el sistema. Por ejemplo, *una suspensión de la distribución de energía por el daño de un generador, afecta directamente el suministro, pero también ocasiona pérdidas de productividad del área afectada*.

En resumen, para caracterizar una falla es necesario considerar tres aspectos:

- Definición del sistema: este puede ser referido a un sistema que puede depender de diferentes procesos y/o equipos, para el cual la delimitación del sistema requerirá del total entendimiento de su objetivo y estructura que lo conforma. Por ejemplo, *un sistema de medición de flujo tendrá por objetivo contabilizar la producción de fluidos que son aportados por un pozo, activo o campo; y del cual está conformado por una serie de equipos de medición que a su vez, contienen partes mecánicas susceptibles a fallas.*
- Función del sistema: la funcionalidad de los sistemas y/o equipos es, desde un punto de vista cualitativo, la clave de la identificación de una falla, en pocas palabras, se puede considerar como el objetivo o propósito para el cual es instalado un sistema, fabricado un producto y/o asignada una función; ya que es a partir de este punto, donde se pueden identificar posibles modos de falla antes de que éstas ocurran y por supuesto, analizar con mayor detalle una vez que suceden. Dado el ejemplo anterior, *la función de un sistema de medición es medir la cantidad de fluidos que son producidos a través de una sección de tubería mediante un equipo de medición, su mecanismo de operación depende del tipo de fluido a contabilizar; por lo que una falla gradual afecta directamente en la función del equipo y por consiguiente, obtener volúmenes irreales contabilizados son el resultado de errores de medición por la falla del equipo y que en consecuencia, imposibilita al equipo para la realización de su objetivo.*
- Posibles valores que puede tomar una pérdida de función: como se mencionó anteriormente, las pérdidas son el resultado de una falla y dependiendo el objetivo, puede tener consecuencias no solo operativas, sino también económicas. De tal manera que se puede determinar en términos económicos las pérdidas que ocasionadas por las fallas. Siguiendo con el ejemplo anterior, *una incorrecta instalación, condiciones de operación fuera del rango del medidor o una mala selección puede resultar en una descalibración del equipo que de no ser verificada, puede alterar los errores de medición, obteniendo volúmenes contabilizados con un error que puede ir desde ±0.3% hasta ±2.5% ; que podría parecer insipiente, pero si nos referimos a la producción nacional de crudo (2.6 mmbpd*

fuente: PEMEX 2013) y el costo promedio del barril de petróleo oscila entre los 100 dólares, esto generaría diariamente pérdidas económicas alrededor de 780,000 [usd] a 6'500,000 [usd] respectivamente.

1.2.1. Análisis de las fallas

Dada la definición de *falla,* se comprende que ésta ocurre cuando un elemento deja de realizar su función requerida. El tiempo de operación libre de fallas es generalmente una *variable aleatoria*. Esto es a menudo razonablemente largo, pero también puede ser muy corto, por ejemplo, *en un equipo de bombeo, el degaste al cual están sometidos las partes mecánicas es inevitable, por lo que en un periodo de tiempo no muy corto resultará en una falla sistemática; por el contrario, un defecto en el sistema de encendido resultará en una falla inmediata*. Una suposición general en una investigación del tiempo de operación libre de fallas es que en el tiempo t = 0, el elemento es libre de *defectos* y *fallas sistemáticas*. Además de su *relativa frecuencia*, las fallas son analizadas y estudiadas de acuerdo al *modo, causa, efecto, y mecanismo:*

1. Modo: el modo de una falla se puede considerar como el síntoma (efecto local) por el cual una falla es observada; por ejemplo, *aperturas, cierres, o los derivados de componentes electrónicos; ruptura frágil, arrastre, agrietamiento, atoramiento, o fatiga de componentes mecánicos*. De modo general, son todas las posibles opciones de falla dentro de un sistema, procedimiento o mecanismo que realizan una determinada función.
2. Causa: la causa de una falla puede ser *intrínseca*, debido a las debilidades en el elemento y/o desuso, o *extrínseca*, debido al mal uso o mal manejo durante el diseño, producción o uso. Las fallas aparecen *siempre en el tiempo* (incluso si el tiempo para fallar es corto).
3. Efecto: el efecto (consecuencia) de una falla es generalmente diferente si es considerado sobre el elemento mismo o en un nivel más alto.
   Una clasificación comúnmente encontrada en la industria son las que mencionamos a continuación, para ilustrar los conceptos tomaremos como ejemplo *el análisis de las tuberías empleadas en la sarta de perforación en la industria petrolera.*[6]

   a. *Incipiente*: existe una falla, sin embargo el elemento desempeña su función de forma normal. Por ejemplo, *durante la perforación de un pozo es común que ciertas actividades requieran la introducción y extracción de la sarta de perforación conocidos como "viajes", el ensamblaje y desensamble ocasiona que la rosca de la tubería sufra un desgaste, éste es una falla incipiente ya que con su respectiva verificación la tubería sigue cumpliendo su función en la sarta de perforación.*
   b. *Degradada*: existe una falla y el elemento no proporciona su función requerida en su totalidad. Por ejemplo, *la tubería usada durante la perforación siempre está sometida a esfuerzos de tensión, compresión y torsión, por lo que esto genera gradualmente una cierta deformación de la misma, ocasionando la disminución de las condiciones de operación para la cual fue diseñada, es así como podemos clasificarla como una falla degradada.*

c. *Crítica*: existe una falla e impide la realización de su función requerida del elemento en su totalidad. Por ejemplo, *debido a que durante las actividades de perforación o intervención la tubería puede ser sometida a esfuerzos que sobrepasen su capacidad, esto puede provocar fisuras, fracturas o deformaciones en la integridad física de la tubería que impidan completamente sean nuevamente empleadas; es así como podemos clasificar a esta falla como de tipo crítica.*

De forma descriptiva podemos observar en el diagrama, el grado de las fallas y el efecto de éstas como se muestra a continuación:

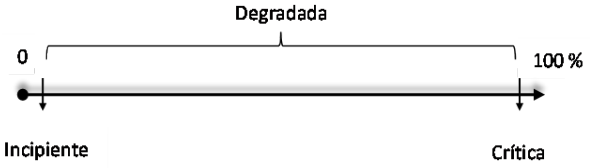


Figura 1.4. Efecto del desarrollo del grado de una falla[6]

4. Mecanismo: se describe como el proceso ya sea físico, químico u otro que resulta en una falla. Cabe mencionar que la distinción entre *causa* y *mecanismo* es aquella donde en la primera nos proporciona información de si la falla fue interna o externa, mientras que en la segunda, nos proporciona la información del proceso involucrado en la aparición de la falla; un claro ejemplo de un mecanismo químico *es la corrosión que va afectando la integridad de los ductos, reduciendo su espesor y aumentando la probabilidad de un fracturamiento.* [7]

1.2.2. Tipos de fallas

Aunque existen muchas maneras de clasificar el origen o causa de una falla, bajo la experiencia y análisis de las fallas, se pueden clasificar de la siguiente manera: *diseño, fabricación y operacionales/mantenimiento.*

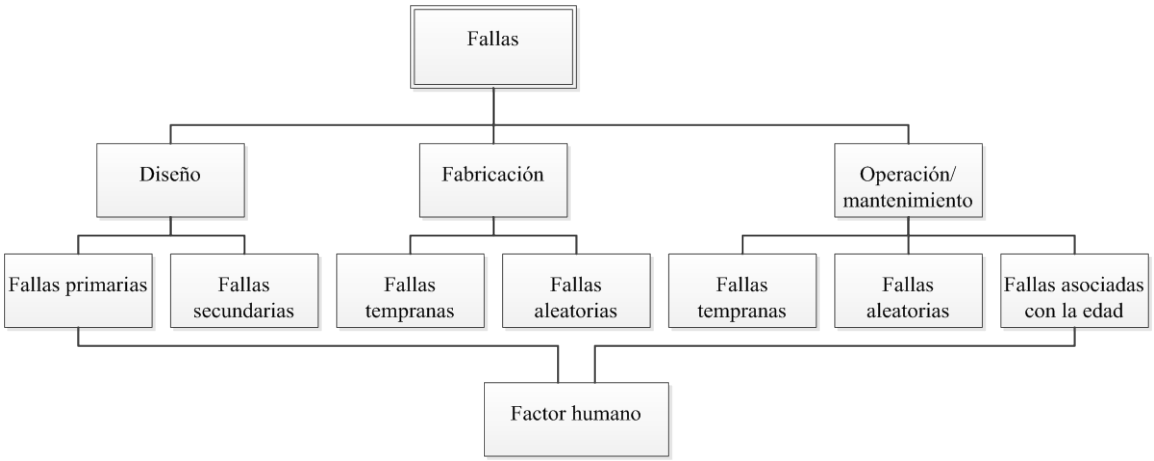


Figura 1.5. Clasificación y tipo de fallas de acuerdo a su análisis

Dada la experiencia en los proyectos, la aparición de las fallas pueden ser clasificada con respecto a su origen o causa, es decir, que puede ser debido a un error en la etapa de diseño, fabricación o en la misma operación; pero a pesar de que pueden tener un origen/causa distinto, todos están meramente influenciados por el factor humano, y del cual se puede concluir es la causa raíz.

Independientemente del origen o causa, los tipos de falla pueden ser identificados en función de la etapa en la que está relacionada la falla, es decir por ejemplo, una falla aleatoria puede presentarse una vez que el elemento es puesto en operación por primera vez o durante cierta vida operativa, lo que finalmente definirá si la falla fue en su etapa de fabricación/construcción o durante su operación/mantenimiento. Es así, que podemos definir distintos tipos de fallas de acuerdo a su clasificación, como se presenta a continuación:

Las **fallas de diseño** dependen del cumplimiento de los requisitos mínimos para los cuales fue diseñado el artefacto:

- Las *fallas primarias* están asociadas al incumplimiento de los requerimientos mínimos de diseño, construcción y operación. La causa de una falla primaria se origina en diseños defectuosos, construcción deficiente o mantenimiento inadecuado. *Por ejemplo, uno de los objetivos de un fluido de perforación es ejercer una presión hidrostática lo suficiente para controlar las presiones ejercidas por las formaciones, de no ser así, puede tener dos efectos: si la presión hidrostática no es la suficiente la falla principal resulta en un brote del pozo y de no monitorearse correctamente las condiciones pueden resultar en un descontrol total del mismo; por el otro lado, si la presión hidrostática es por mucho superior a la de formación, la falla primaria resulta en un fracturamiento no deseado y por consiguiente en pérdida del fluido.*
- Se denominan *fallas secundarias* aquellas en las cuales las demandas impuestas sobre el elemento sobrepasan su capacidad. Una falla secundaria observada comúnmente en la industria petrolera ocurre en la intervención o mantenimiento a pozos; *por ejemplo, la tubería de producción debe estar diseñada para soportar las presiones del fluido de producción, pero en ciertas ocasiones son necesarias las estimulaciones a los pozos ya sea por el incremento del daño en la vecindad del pozo o simplemente mejorar la productividad del mismo, una de las estimulaciones son los fracturamientos hidráulicos los cuales requieren de inyectar fluidos a presiones por encima de la formación, esto implica que la tubería de producción de no haber sido diseñada para soportar estas presiones, sobrepasará de la capacidad para la cual fue fabricada y el resultado será el estallido de la misma.*

Las fallas asociadas a la **fabricación, operación y mantenimiento** se refieren a las características de un artefacto a través del *tiempo* e influenciadas bajo las actividades para su funcionamiento.

- La *falla temprana* consiste en la imposibilidad para cumplir su función antes del tiempo mínimo previsto para su utilización, por ejemplo como *la ruptura de la resistencia de un foco al encenderse*. La razón más común para que se presente este tipo de falla es la variabilidad de los procesos de construcción.

- Las *fallas aleatorias* ocurren principalmente en procesos de producción en serie y son causadas por la combinación entre el entorno y la variabilidad en su proceso de construcción, un ejemplo común se presenta en las plantas de ensamblaje de las automotrices, que a pesar de ser un proceso en serie, se han presentado fallas aleatorias en las autopartes.
- Las *fallas asociadas a la edad* se refieren al deterioro de un artefacto con el paso del tiempo. Es un problema estrechamente relacionado con su mantenimiento. Todo artefacto eventualmente fallará debido al desgaste ocasionado por su operación a través del tiempo, el ejemplo más común es el *desgaste en empaques, bandas u otros materiales fabricados a base de polímeros*. Por ello, el diseño siempre está ligado a un tiempo de vida esperado.

Si bien ya se analizó y clasificó la falla observada, es importante destacar que todos los tipos de falla podrían estar influenciados por el factor humano, a pesar de que no necesariamente tiene que ser un factor relevante o decisivo, cabe mencionar que la falla también depende del factor humano para su mitigación y/o reparación.

1.2.2.1. El factor humano

En todas las operaciones de la industria petrolera, siempre es de vital importancia el factor humano, ya que es impactado por muchos aspectos como lo son: las decisiones, el contexto, la experiencia, el conocimiento, etc.; por tal razón, en ciertas ocasiones cuando los procedimientos o métodos donde el factor humano interviene y llegan a realizarse inadecuadamente, llegan a convertirse en la principal causa de la aparición de las fallas. Para poder distinguir de una manera más clara este concepto, se describen dos formas diferentes en la ocurrencia de cualquier falla debido al factor humano:

1. El error humano.
2. La limitación humana.

Se pueden definir estos dos conceptos de la siguiente forma:

El *error humano* se puede interpretar como aquellas acciones en las cuales una secuencia de actividades mentales o físicas previamente planeadas, falla en su intento por lograr su objetivo. Pueden ser ocasionadas por distracciones, por ejemplo, *un error en un reporte o un formulario mal completado es una falla de tipo error humano.*

La *limitación humana* se refiere a aquellas situaciones en las cuales las capacidades físicas y mentales de un individuo, o un grupo, son limitadas para realizar una tarea específica. *Comúnmente la falta de conocimiento de operación de un equipo es un ejemplo de limitación humana*.

Dadas las implicaciones que tienen los factores no ingenieriles en el comportamiento del ser humano, y aunque parezcan muy alejados de la realidad, se deben considerar como posibles causas los siguientes elementos: factores psicomotrices, aspectos psicoanalíticos y problemas ergonómicos. Todos estos factores son preponderantes en la industria petrolera, y en el área submarina aún más, ya que largos periodos de trabajo en instalaciones remotas influye y afecta gravemente en todos los

aspectos antes mencionados en la mayoría de los individuos, además de la tensión y preocupación por llevar a cabo las operaciones de forma correcta, segura y sin pérdidas, provocando una amplia probabilidad de una falla ocasionada por el factor humano.

1.2.3. Observaciones de las fallas

En los asuntos cotidianos las fallas a menudo son observadas dentro de una manera subjetiva, es decir, analizadas y estudiadas con respecto al observador y/o equipo; pero también puede ser tratado objetivamente, es decir, bajo un contexto donde la esencia del análisis radique en la caracterización de la falla bajo los conceptos claramente establecidos. La clave del enfoque objetivo es el reconocimiento de la importancia de los conceptos de éxito y fracaso. El histórico de fallas en relación con los equipos y/o procedimientos totales y el tiempo en uso se realiza bajo una aproximación objetiva posible como se muestra a continuación.[8]

1.2.3.1. ¿Por qué las cosas fallan?

Los elementos fallan porque surge una situación donde la carga, esfuerzos o procedimientos son mayores que la capacidad, la resistencia del material simplemente se encuentran fuera de la funcionalidad o resultados esperados; también a través de la reducción de la resistencia, o cambios en el sistema o condiciones con respecto al tiempo, o en caso contrario, incremento de las cargas, condiciones expuestas o procesos erróneos.

De manera general, las fallas son el resultado de eventos donde procesos, materiales, sistemas, equipos o procedimientos se ven afectados por agentes o factores que provocan una disminución en la integridad, capacidad o función para los cuales fueron diseñados, ya sea de manera gradual, espontánea o crítica.

En el sentido mecánico, los esfuerzos y resistencias son a menudo calculados como figuras de puntos, pero de hecho es imposible para ambos realizar elementos absolutamente idénticos y tratarlos de la misma forma, por lo que de manera general son distribuidos. Un problema adicional es que la forma y localización de estas distribuciones pueden variar con el tiempo. *Fallas ocurren cuando elementos más débiles coinciden con cargas más pesadas, como se muestra en la figura 1.6.*[8]

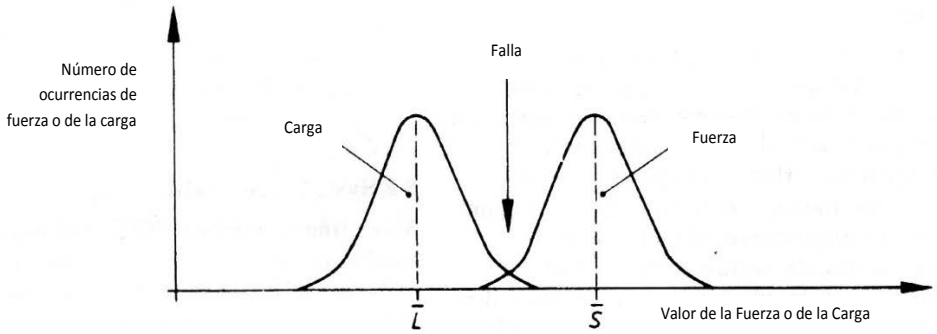


Figura 1.6. Distribución de la carga y fuerza[8]

Cuando las faldas de las distribuciones coinciden, las fallas son relativamente raras, pero si la superposición se incrementa con el tiempo debido que la resistencia a la fuerza es disminuida, la tasa de falla puede incrementarse rápidamente. Lo mismo puede suceder si la carga es incrementada, tal vez por el aumento de capacidad de una máquina sin su fortalecimiento. Donde la carga varía rápidamente, su valor máximo en lugar de su valor medio es importante para la confiabilidad a corto plazo. Cabe mencionar que la figura 1.6 no representa el comportamiento de las fallas en todos los ámbitos, debido a que los conceptos de resistencia y carga son directamente relacionados con equipos.[8]

Una situación de análisis similar se presenta con las barrenas de perforación donde las mayores cargas se presentan en formaciones bien consolidadas o duras, y donde la mayor resistencia al desgaste se presenta al comienzo de su uso. En función de la selección de la barrena, su ciclo de vida dependerá del desgaste que sufra en un lapso de tiempo, donde la distribución de las fuerzas irá disminuyendo y por consecuencia las cargas aumentando, lo que aumenta la posibilidad que la barrena no cumpla con su función al 100%.

1.2.3.2. Ritmo de las fallas

El ritmo de fallas juega un papel importante en el análisis de la confiabilidad; un estudio profundizado de las ocurrencias donde las cargas y las resistencias son identificadas, nos ayuda a comprender las probabilidades de que se presenten fallas y como se mencionó anteriormente, estas distribuciones variarán con el tiempo, un monitoreo continuo ofrecerá una amplia visión de la ocurrencia y prevención de las fallas.

Todos los componentes, procesos o sistemas presentan un comportamiento en su ritmo de fallas que puede ser observado y comprendido mediante la *curva de la tina de baño*; donde en el inicio de la vida útil de un producto, la tasa de fallas usualmente comienza en un nivel más alto (*curva de aprendizaje*) debido que son comunes los errores en los arranques o pruebas pilotos de los productos. El comportamiento anterior es reducido después de que las inconformidades iníciales de calidad y errores de diseño han sido eliminadas. Es común probar componentes para eliminar los elementos congénitamente débiles antes de ser vendidos o incorporados dentro de los productos; de la misma manera muchos productos terminados deberían ser probados brevemente entre la

construcción y la venta para el mismo propósito. La parte plana de la curva (*vida útil*) muestra una referencia de qué tan amplio se puede prolongar la vida productiva de un(os) elemento(s) mediante *acciones correctivas o de mantenimiento*, procurando así mantener estable la tasa de fallas; finalmente, *los efectos de desgaste* causan el levantamiento final de la curva, que son el resultado de la degradación de los materiales o los elementos al empezar a sufrir los efectos del agotamiento.[8]

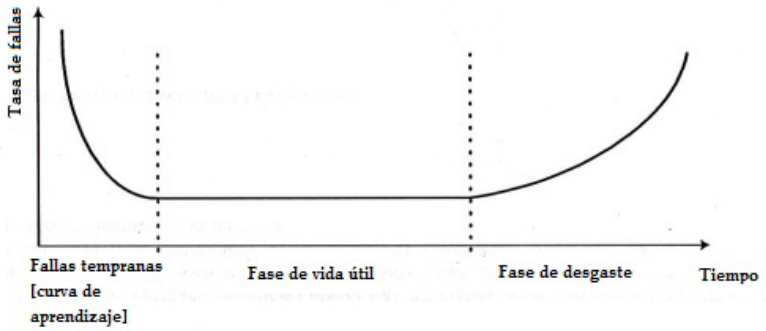


Figura 1.7. Curva típica de la tina de baño, muestra la relación del número de fallas vs tiempo[8]

El análisis de la curva de la tina de baño nos proporciona una herramienta de pronóstico del ritmo de fallas que pueden presentar los equipos cuando son puestos a operar y durante su vida útil, y mediante una comprensión clara se pueden efectuar acciones que puedan impactar en la vida útil de los equipos:

1. Acciones más frecuentes de monitoreo y mantenimiento disminuirán la parte inferior de la curva (tasa de fallas); implicando mayores inversiones en acciones preventivas.
2. Un constante monitoreo así como del mantenimiento de todos los componentes de un equipo y/o procesos de un sistema prolonga la parte plana de la curva; es decir, mayor enfoque en la susceptibilidad del sistema y su monitoreo constante asegurará mayor vida productiva.
3. La reducción de la tasa promedio de fallas se logrará mediante el mantenimiento preventivo programado correctamente en el sistema o proceso, así como el incremento del ciclo de vida de los activos.

El procedimiento de cálculo del ritmo de fallas así como un análisis del comportamiento de la curva representativa de la tina de baño con respecto al ritmo de fallas puede ser observado en el anexo B de este trabajo.

1.3. RIESGO

Cuando en un proceso existe la posibilidad de que haya eventos no deseados e inesperados que tienen consecuencias respecto a los resultados, ya sea en términos económicos, ambientales, a la producción y/o instalaciones o de salud, se debe entender que existe un riesgo. Así, el riesgo se puede comprender como: *"La probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados e inesperados bajo una situación dada, dentro de un periodo determinado y que puede tener consecuencias negativas o fatales"*

La vulnerabilidad de estos eventos o las amenazas, por separado, no representan un peligro. Pero si se juntan, se convierten en un riesgo, en pocas palabras, de que ocurra un evento no deseado con fuertes consecuencias.[9]

Sin embargo los riesgos pueden reducirse o manejarse, si somos cuidadosos en nuestra relación con el ambiente, y si estamos conscientes de nuestras debilidades y vulnerabilidades frente a las amenazas existentes; podemos tomar medidas para asegurarnos de que las amenazas no se conviertan en desastres. Por tal razón es importante poder identificar los riesgos potenciales que se pueden presentar durante un proceso y que de manera directa están relacionados con las personas, instalaciones, la producción/fabricación y/o procesos objetivos del negocio y por supuesto, el medio ambiente[9]:

- **Las personas**, de manera general se puede decir que el impacto del riesgo sobre las personas influye meramente en sus decisiones, más aun cuando hablamos de personas que tienen a su cargo procesos de alto riesgo. Con frecuencia, las personas con amplia experiencia toman la mayoría de sus decisiones basados en ella, que en cierto grado es conveniente, pero no aplicable cuando se pretende homologar situaciones donde no se toma en cuenta que los riesgos nunca son similares a otras circunstancias; por ejemplo, *la experiencia en la perforación en aguas someras en México es amplia, y la tendencia a descubrir nuevos yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas requiere que esta experiencia haga consciencia de que los riesgos son mayores que en aguas someras, y por tal razón, llevarlo a cabo bajo una planeación rigurosa y estrictas prácticas operacionales con el fin de prevenir y disminuir el riesgo asociado.*
- **Instalaciones**, y en la industria petrolera no es la excepción ya que el manejo, proceso y distribución de la producción requiere de instalaciones adecuadas que siempre están expuestas a un riesgo potencial en caso de un accidente, desastre o percance y que no sólo genera fuertes pérdidas económicas sino inclusive de la vida del personal presente.
- **La producción/fabricación y/o procesos**, afectando significativamente la cantidad, calidad y/o los costos de operación, por ejemplo, *debido a la declinación de la presión en los yacimientos petroleros es común se incremente la producción de agua de los pozos debido al incremento en la saturación de agua (Sw) de los yacimientos, y que de no manejarse adecuadamente en superficie, podría resultar en disminución de la producción de aceite, alterando la calidad de la producción y en consecuencia su cantidad en combinación con incremento en los costos del manejo y separación de los fluidos.*
- **Medio ambiente**, toda actividad o presencia humana en la naturaleza implica directamente un impacto, tal razón es de suma importancia que las operaciones donde existe un alto riesgo se realizadas bajo estrictos procedimientos; como se ha mencionado anteriormente, la combinación de la vulnerabilidad del medio ambiente así como una amenaza pueden representar un evento de graves consecuencias no sólo para las personas, sino también para la flora y la fauna.

1.3.1. Tipo de riesgos

En la actualidad, existen diferentes formas de diferenciar a los riesgos, principalmente por la industria involucrada, como por ejemplo riesgos físicos, químicos, biológicos por mencionar otros

más. Pero de forma general, podemos distinguir los tipos conforme el riesgo que este implica, ya sea en objetos, operaciones y/o procesos, como se muestra a continuación:

- **Riesgo inherente:** propio del trabajo o proceso, no puede ser eliminado del sistema. *En las operaciones de terminación de los pozos petroleros, el proceso para permitir crear la interface entre la cara del yacimiento y la tubería de producción se realiza mediante los disparos en el intervalo de producción, disparos que involucran que la herramienta que se maneja contenga cargas con explosivos mismas que se detonan en el interior del pozo generado así los conductos a través de la formación para permitir el flujo de los fluidos hacia el pozo, lo que implica tener un riesgo inherente por trabajar con material explosivo y que por obvias razones no puede eliminarse de la operación.*

- **Riesgo incorporado:** este es generado por desviarse de la forma correcta de efectuar las tareas incorporando un riesgo innecesario al riesgo inherente. *Como en el ejemplo anterior, existen intervenciones a los pozos de las cuales podemos mencionar las llamadas "intervenciones mayores", que son las que involucran directamente la interacción con el yacimiento, como estimulaciones matriciales, fracturamientos etc. Para el caso de las primeras, la interacción con sustancias químicas para la estimulación conlleva un riesgo inherente, pero como se menciona, un procedimiento o manejo no adecuado de estas sustancias podría resultar en un riesgo incorporado como por ejemplo, exposición del fluido al ambiente ocasionando un riesgo tanto para el equipo como para las personas.*

- **Riesgo asociado:** es el potencial de obtener resultados negativos que pueden presentarse durante el desarrollo de un proceso o en un sistema productivo. *Este riesgo se puede observar en las evaluaciones de los proyectos petroleros, donde la incertidumbre de que los pozos resulten productores o secos siempre está presente y que por consiguiente son riesgos asociados al proyecto de inversión.*

- **Riesgo aceptable:** este es el que conlleva un potencial de pérdida menor y que de producirse fallas operacionales, no afectan significativamente las condiciones de operación. *Dentro de la perforación de pozos debido a ciertas circunstancias el atasque de herramientas es inminente y a veces su recuperación resulta imposible, en estos casos se opta por desviar la perforación hasta llegar al objetivo, acto que fue resultado de una falla operacional, genera pérdidas que en comparación de la pérdida total del pozo son aceptables y que no afectaron en la totalidad de la operación de perforación.*

1.3.2. Proceso de análisis y evaluación de riesgos

En todas las industrias como en los países, existen diferentes metodologías para el análisis de riesgos. Muchas organizaciones recomiendan ciertas metodologías en el sector petrolero, como la American Petroleum Institute (API), Det Norske Veritas (DNV) y la Health & Safety Executive (HSE) por mencionar otras más. En México, los organismos reguladores estipulan un modelo de análisis y evaluación de riesgos de acuerdo con las siguientes etapas:

Figura 1.8. Proceso de análisis y evaluación de riesgos [10]

De manera que es importante que el desarrollo de los estudios de riesgo se realice de forma homogénea entre instalaciones similares, en virtud del beneficio que representa el poder comparar los resultados y recomendaciones, lo cual permite maximizar las medidas de seguridad y optimizar los recursos materiales y humanos para su instrumentación. [10]

1.3.2.1. Identificación de peligros y condiciones peligrosas

En la etapa de la identificación y reconocimiento de peligros y condiciones peligrosas, se debe aplicar las metodologías reconocidas tales como: "¿qué pasa si?", HAZID, FMECA, FTA, etc. (los cuales se profundizarán más adelante) para el desarrollo de escenarios, extrapolando experiencias, siguiendo la secuencia lógica o con simulación. Lo que nos proporciona una amplia visión de los posibles eventos previamente identificados que podrían volver al sistema o proceso susceptible en caso de un percance y/o condición peligrosa, esto así, permite la realización de análisis exhaustivos de planes de prevención y mitigación[11]. Por ejemplo, *la realización de un deporte extremo como el alpinismo requiere forzosamente antes de llevar a cabo la práctica, tener pleno conocimiento de los peligros asociados como lo son caídas de grandes alturas, graves consecuencias físicas en caso de accidente o descuido, por mencionar otras más; así como de las condiciones peligrosas a las cuales puede enfrentarse el alpinista, como condiciones de tiempo no favorables, áreas de práctica no aptas para el deporte, equipo desgastado o inadecuado etc.*

Los análisis deben considerar la complejidad de las instalaciones y los procesos, así como las premisas causales de los eventos, por ejemplo cuando en instalaciones petroleras se presenta problemas en los ductos de distribución tales como fugas, se deben contemplar los tamaños de las fugas; cantidades de producto necesarias para causar una nube explosiva o tóxica; o si las fugas potenciales pueden trasladarse fuera de los límites de propiedad, entre otras.

En el caso de equipos, el proveedor y/o contratista debe describir en el estudio de análisis y evaluación de riesgos en forma clara y sistemática los eventos específicos y representativos que se consideran en la definición de escenarios; ya sea de fuego, explosión, fuga de gases tóxicos y/o derrames, así como los relacionados con fenómenos naturales que pudieran afectar las operaciones bajo estudio.[10]

1.3.2.2. Análisis de consecuencias

Ya identificados los peligros y condiciones peligrosas, se deben simular los escenarios de riesgo previamente analizados para evaluar los impactos y efectos indeseables de los eventos o escenarios de riesgo definidos (fuego, explosiones, nubes tóxicas), derivados de la carencia o pérdida de controles, de ingeniería, administrativos o de personal. La evaluación de consecuencias debe incluir las condiciones y cantidades, por mencionar algunos ejemplos como fugas o derrames; áreas afectadas y efectos sobre la seguridad y la salud de las personas.[10]

Para cada uno de los escenarios es posible determinar el nivel cualitativo de los impactos y efectos indeseables conforme las siguientes categorías de consecuencia:

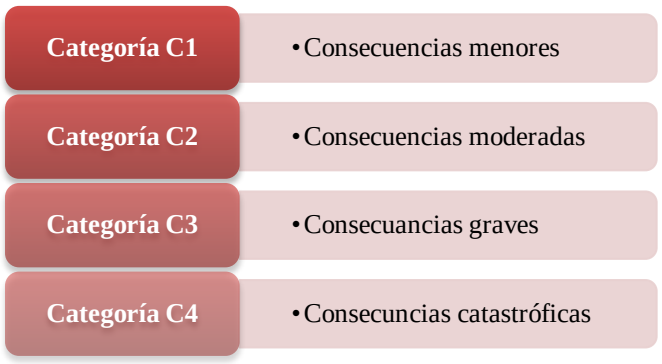


Figura 1.9. Categorización de las consecuencias[10]

De la misma manera que son clasificadas por categorías los impactos, esta afectación puede presentarse en distintos sectores de afectación donde debe ser considerado un análisis y evaluación de las consecuencias y la cual se distinguen las siguientes:

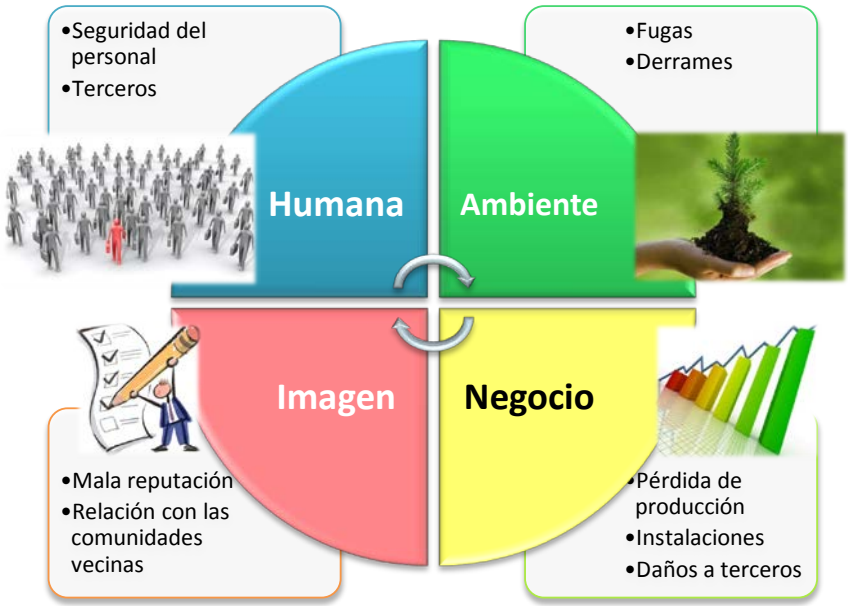


Figura 1.10. Principales sectores de afectación de las consecuencias

De tal manera que en función del tipo de evento, su nivel de afectación y categoría correspondiente, se pueden esquematizar las consecuencias bajo los criterios empleados en la identificación de las condiciones de riesgo, para un mejor entendimiento de las afectaciones posibles, como se muestra en la tabla 1.1.

Consecuencias		Sectores de Afectación			
Categoría	**Tipo**	**Seguridad de las personas**	**Ambiente**	**Negocio**	**Imagen-Relación**
Catastrófica	C4				
Grave	C3				
Moderada	C2				
Menor	C1				

Tabla 1.1. Estimación de las consecuencias en forma gráfica[10]

Cabe mencionar que la tabla 1.1 sólo muestra un ejemplo de la manera de identificar las consecuencias en las áreas afectadas.

1.3.2.3. Estimación de la frecuencia

Inevitablemente algunos eventos pueden ocurrir en más de una ocasión, por lo que conocer o estimar la frecuencia con que los eventos identificados y seleccionados pueden presentarse es un factor relevante en los análisis de riesgos; ya que de ser así, puede estimarse cada cuando pueden ocurrir, ya sea de manera cualitativa o cuantitativa y pueden clasificarse de la siguiente manera:

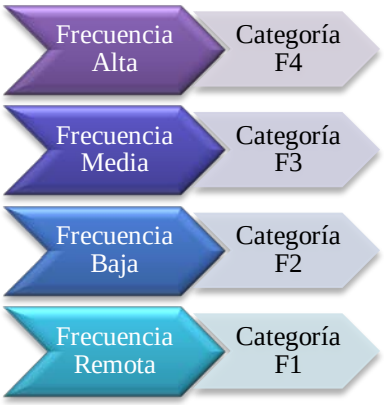


Figura 1.11. Categorización de la frecuencia[10]

Para *estimar la frecuencia* con que ocurrirían los eventos identificados, se debe evaluar bajo criterios *cualitativos y/o cuantitativos* mediante metodologías tales como: Árbol de Fallas (FTA). Árbol de Eventos (ETA), Análisis de confiabilidad humana (HRA), Análisis de las Fallas con Causa Común (CCF), o la combinación de ellas según sea el caso, así como, la efectividad de las líneas de defensa disponibles en las instalaciones y/o procesos, considerando la experiencia y los factores de

ingeniería y humanos; es decir la independencia de operación; la confiabilidad; la auditabilidad para inspección y pruebas y la integridad mecánica de las protecciones de seguridad, así como la disciplina operativa, lo adecuado de la instrumentación, distribución de planta y sistemas de control; cargas de trabajo; comunicación y ambiente laboral.[10]

Para una *evaluación cualitativa* de la frecuencia con la que pueden ocurrir los eventos seleccionados, se aplican criterios descriptivos (los cuales de describirán a detalle más adelante), en función de los factores de diseño, operativos y humanos, así como la efectividad de las barreras y sistemas de protección correspondiente. Por ejemplo, *los riesgos inherentes a las habilidades y desempeño del operador, personal de mantenimiento, o a fin, puede estimarse cualitativamente que existe una frecuencia media de éstos, ya que es posible que en turno el personal sea novato o sin mucha experiencia, donde el personal asume ideas más allá de su conocimiento y no se logra la comprensión total de los riesgos.*[10]

Para una *evaluación cuantitativa* de frecuencia, puede ser obtenida a partir de información histórica de fallas, eventos no deseados, o de la documentación y/o informes de operación y monitoreo de los equipos, sistemas o procesos durante un periodo de tiempo. Un ejemplo común es aquel donde se cuenta con *informes de reparación y mantenimiento de todos los equipos de bombeo en las instalaciones, y del cual puede obtenerse en función de la vida útil de los equipos, una estimación de la frecuencia de las fallas que pudieran presentar los equipos.*

De manera general se puede ilustrar mediante una tabla la estimación de la frecuencia con respecto a su categoría y los criterios cualitativo y cuantitativo, como se muestra en la tabla siguiente:

Frecuencia		**Criterios de ocurrencia**		
Categoría	**Tipo**	**Cuantitativo**		**Cualitativo**
Alta	F4	$>10^{-1}$	>1 en 10 años	El evento se ha presentado en los últimos 10 años
Media	F3	$10^{-1} – 10^{-2}$	1 en 10 años a 1 en 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones
Baja	F2	$10^{-2} – 10^{-3}$	1 en 100 años a 1 en 1000 años	Concebible; nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero probablemente a ocurrido en una instalación similar
Remota	F1	$<10^{-3}$	<1 en 1000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra

Tabla 1.2. Estimación de la ocurrencia de los eventos[10]

1.3.2.4. Caracterización y jerarquización de riesgos

Para poder ejercer las acciones preventivas o planes emergentes para mitigar los riesgos, es importante haberlos caracterizado conforme a su consecuencia y su frecuencia, ya que esto permite una mejor administración de los riesgos y sus acciones asociadas, así como su implementación y monitoreo; logrando un mayor entendimiento de las áreas y personal involucrado.

De tal manera que en función a las categorías de la frecuencia y consecuencia, se obtiene una matriz conocida como "Matriz de Riesgos", en la cual se jerarquizan los riesgos detectados resultantes de su frecuencia y consecuencia estimada correspondiente a los eventos o escenarios seleccionados.

Para la realización de una estimación cualitativa o parcialmente cuantitativa de los riesgos identificados en la industria petrolera en México, se ha adaptado a los escenarios de riesgo previamente identificados una jerarquización de riesgos dentro de las siguientes categorías[11]:

- Tipo A – Riesgo intolerable: dicha categoría de riesgo requiere una acción inmediata, por lo que el costo no debe ser una limitación y la no acción es inaceptable. El riesgo tipo A representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación de los riesgos debe hacerse por medio de controles de ingeniería o factores humanos hasta reducirlo a tipo C o de preferencia tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días. De otra manera, se puede entender a los riesgos tipo A como aquellos que sus consecuencias pueden ser de tipo *muerte, invalidez, daños irreparables, lesiones, impacto ambiental y/o pérdida de bienes.*
- Tipo B – Riesgo indeseable: dicha categoría de riesgo debe ser reducido y existe un margen para investigar y analizar las acciones más eficientes a adoptar. No obstante, en casos en los que el riesgo se identifique durante la instalación o el desarrollo de las operaciones, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio para reducir el riesgo.
- Tipo C – Riesgo aceptable con controles: si bien el riesgo de esta categoría es significativo, ello no impide que puedan realizarse acciones correctivas mediante el paro programado de instalaciones y permitir reconfigurar los programas de trabajo o los costos previamente señalados. Las medidas de solución para atender hallazgos asociados a este tipo de riesgos deben darse en los próximos 18 meses y su mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
- Tipo D – Riesgo razonablemente aceptable: la categoría de este tipo de riesgos requieren de diversos controles. No obstante, dicha categoría es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas.

Cabe mencionar que los riesgos Tipo A y Tipo B podrían causar confusión respecto a la identificación de éstos cuando se presente un suceso y su manera de mitigarlo, a pesar de que el primero se considera como situación de emergencia, los tiempos de mitigación se encuentran dentro del mismo periodo de 90 días como el del tipo B; lo que en una situación de tal magnitud, puede poner en discusión las acciones a implementar según se considere el tipo de riesgo.

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la Matriz de riesgos, deben considerarse las recomendaciones pertinentes para mitigar los riesgos identificados y poder llevarlos de intolerables o indeseables a aceptables, ya sea mitigando consecuencias o disminuyendo frecuencias.[10]

FRECUENCIA	Despreciable (1)	Moderada (2)	Significativa (3)	Sustancial (4)	Excepcional (5)
Muy Alta (5)	B	B	A	A	A
Alta (4)	C	B	B	A	A
Media (3)	C	C	B	B	A
Baja (2)	D	C	C	B	B
Muy Baja (1)	D	D	C	C	B

CONSECUENCIA

Tabla 1.3. Matriz de Riesgos[10]

1.3.2.5. Informe del estudio de riesgo

Una vez concluida la caracterización y jerarquización de riesgos, debe realizarse un informe del estudio de análisis y evaluación de riesgos, el cual se debe desarrollar bajo el contenido siguiente [11]:

a) Objetivo del estudio
b) Alcance del estudio
c) Breve descripción del proceso
d) Resumen de la metodología empleada
e) Resumen de resultados obtenidos
f) Análisis general de los resultados y recomendaciones para los riesgos determinados
g) Conclusiones del estudio

Es importante mencionar que este trabajo propone un modelo de gestión de riesgos sin ambigüedades, por lo que entre más detallado y sintetizado sea, optimiza la comprensión y asimilación de todas las áreas de trabajo, incluso, a los mismos proveedores o contratistas; ya que informes muy robustos puede complicar los procesos de las toma de decisiones e inclusive desviarse de los objetivos del análisis de los riesgos.

1.4. CONFIABILIDAD

Confiabilidad es una característica de un “elemento”, expresado por la probabilidad que el elemento desempeñará su *función requerida* bajo *condiciones* dadas para un *intervalo de tiempo* fijado.

Pero ¿qué es la confiabilidad?; es cuando se logra que el "elemento" realice lo que queremos que haga y en el momento que queremos que lo haga. Al decir "elemento" podemos referirnos a una máquina, una planta industrial, un sistema y hasta una persona[12]. Pero ¿cómo podemos referir el concepto de confiabilidad a una persona?, muy simple, *todas las actividades realizadas en la vida cotidiana tienen un cierto grado de confiabilidad, que está en función de la persona, acción, proceso o equipo, y del cual detallaremos más adelante.*

En un sentido común ¿para qué nos sirve la confiabilidad?, la confiabilidad se puede considerar como un punto de partida para tomar decisiones o precauciones en cualquier ámbito, podríamos extrapolar este concepto a muchos áreas de conocimiento, pero la importancia radica en conocer que la confiabilidad impacta directamente sobre los resultados, por lo que es un mecanismo para maximizar el valor económico de una empresa o negocio, mediante el incremento de ingresos por el aumento de la disponibilidad y utilización de los activos, así como, en la reducción de los gastos mediante la disminución de fallas y/o los paros no programados; como también por el incremento en la efectividad en el trabajo, productividad del personal o simplemente en la personalidad de cualquier ser humano; debiendo aplicarse no sólo a máquinas o equipos aislados sino a la totalidad de los procesos que constituyen la cadena de valor de la organización hasta el apoyo logístico.[13]

Generalmente cuando escuchamos la palabra confiabilidad lo relacionamos directamente como un término técnico, directamente con equipos o procesos, pero cabe mencionar que debemos tomar en cuenta que va desde lo operable (enfoque industrial), hasta en las relaciones personales (enfoque personal) donde el estricto sentido de confiabilidad está involucrado en todos los ámbitos de la vida cotidiana. Dentro de este contexto, la confiabilidad puede ser interpretada en aspectos cualitativos y cuantitativos[6]:

Cualitativo: dado que ciertas circunstancias no contamos con información que nos ayude a determinar de manera precisa y numérica la confiabilidad de cualquier elemento, se considera de una forma cualitativa ya que el enfoque es meramente basado en contextos operacionales, de la experiencia o del juicio propio; por ejemplo, *un elemento es confiable cuando este sea libre de fallas operacionales en el servicio o uso en una escala comparativa.*

Cuantitativo: cuando contamos con información que nos determina el número de veces que el elemento no cumplió con su función parcial o totalmente, así como también de los históricos de procesos para los cuales se puede realizar analogía y/o comparación con otros eventos, podemos estimar de manera cuantitativa la confiabilidad de un elemento mediante el empleo de métodos probabilísticos que de manera general, nos proporciona la información de qué tanto un elemento operará en una forma prescrita para un tiempo prescrito bajo condiciones prescritas sin sufrir cualquier evento predefinido como una falla.

El *"elemento"* es una unidad funcional o estructural de complejidad arbitraria (componente, mecanismo, ensamble, equipo, subsistema, sistema o persona) que puede ser considerado como una entidad para su análisis. Puede consistir de hardware, software, o ambos y puede también incluir recursos humanos.

La *función requerida* especifica la tarea del elemento. La definición de la función requerida es el punto de inicio para cualquier *análisis* de confiabilidad, como lo define las *fallas*[7]. Esta tarea puede ir desde la manufactura de un equipo, hasta el cumplimiento de ciertos requisitos o estipulaciones impuestas ante cierto trámite o puramente personal.

Condiciones de operación tienen una importante influencia sobre la confiabilidad, y deben por lo tanto ser especificados con cuidado. Cabe resaltar que este es un punto de gran importancia, debido al resultado de los análisis, los cuales revelan que cerca de los 50% de datos de falla evaluados fueron por instalación incorrecta, cambios en *condiciones de operación*, especificaciones

incorrectas, procedimientos de operación inapropiados, etc. los restantes 50% causados por fallas. La experiencia muestra por ejemplo, *que la tasa de falla de componentes semiconductores se duplicará para un incremento de temperatura de operación de 10°C a 20°C*[7].

La función requerida y/o condiciones de operación pueden también ser *dependientes del tiempo*. En estos casos un *perfil de la misión* tiene que ser definido y todos los estados de confiabilidad serán relacionados con el. Un perfil representativo de la misión y los correspondientes objetivos de confiabilidad deben ser dados en las *especificaciones* del elemento[7].

Para evitar confusiones, una distinción entre confiabilidad *prevista* y *estimada* (o *evaluada*) debe ser hecha. El primero se calcula sobre la base de la estructura de la confiabilidad del elemento y a la tasa de falla de sus componentes, lo segundo es obtenido de una evaluación estadística de pruebas de confiabilidad o de datos de campo si los ambientes y condiciones de operación son conocidos[7]. Por ejemplo, *comúnmente es claro que se mencione que los motores de los automóviles requieran de mantenimiento en función del kilometraje, por sólo mencionar cada 6 meses, ya que a pesar de ser sólo un cambio de aceite, una afinación, ajuste, es claro que el fabricante cuenta con una tasa de fallas de sus componentes conforme a las condiciones de uso y que se da por entendido que se desea tener una confiabilidad prevista para un cierto tiempo; por otro lado, en la industria petrolera, las condiciones de operación nunca son idénticas, por lo que se considera como confiabilidad estimada en función de los datos de campo de todos los equipos empleados, para estimar de manera cuantitativa la probabilidad de falla.*

Dejando a un lado la semántica, confiabilidad, o más bien, falta de confiabilidad es la causa raíz de la mayoría de las pérdidas de producción del sistema. Si el equipo no falló, entonces no habría ninguna preocupación por las estrategias de mantenimiento, no hay la necesidad de construir la redundancia en los sistemas, costos de operación del sistema serían reducidos y la productividad mejorada, etc. Por lo tanto, hay considerables beneficios potenciales para llevarse a cabo mediante la mejora de la confiabilidad del equipo.[14]

1.4.1. Tipos de confiabilidad

Como se mencionó anteriormente, el término "confiabilidad" es usado frecuentemente como la manera describir el desempeño de un elemento, productividad del personal etc. Por tal razón, podemos destacar el concepto de la confiabilidad en distintas áreas de estudio las cuales se unifican en un solo modelo de confiabilidad, basado en el ciclo de vida de los activos, sus diseños y la normativa aplicable, modelo tal que es aplicable actualmente en la industria petrolera mexicana, la cual, describiremos más a detalle en los siguientes capítulos de este trabajo.

De tal manera que para lograr niveles óptimos de confiabilidad de los elementos y cumplir las metas de producción, seguridad y disponibilidad establecidas, la industria petrolera nacional define cuatro áreas de estudio de la confiabilidad: Confiabilidad Humana, Confiabilidad de Procesos, Confiabilidad de Diseño y Confiabilidad de Equipos; con el objetivo de lograr su homologación de entendimiento entre los niveles tácticos y operativos e identificar las brechas, así como las áreas de

oportunidad a mejorar con el máximo aprovechamiento de las herramientas que soportan la gestión de los procesos.[13]

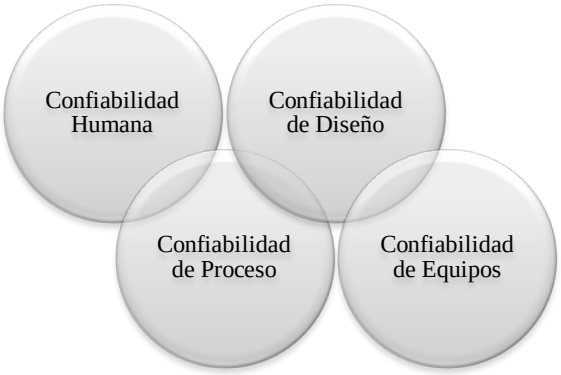


Figura 1.12. Principales áreas de estudio de la confiabilidad

1.4.1.1. Confiabilidad humana

Es la probabilidad de que un ser humano alcance de forma exitosa su misión bajo un tiempo y en unas condiciones específicas. De forma más clara, se puede decir el grado de confianza que puede tener una persona para realizar un objetivo, por ejemplo, *se puede considerar que una persona no es confiable si está acostumbrada a llegar tarde a sus compromisos, por lo que existe una gran probabilidad de que falle llegando tarde cuando se le encomiende un compromiso; de la misma forma una persona que no sigue las indicaciones y solo actúa bajo su instinto, resulta ser una persona no confiable para tareas donde los procedimientos deben ser cuidadosamente acatados debido que existe un riesgo asociado.*

Los factores que integran la confiabilidad humana, buscan establecer altos estándares de desempeño humano para diseñar, operar y mantener los procesos y/o instalaciones de forma confiable y segura, mediante una óptima selección, integración, capacitación y cuidado del personal a través de su ciclo de vida laboral. La confiabilidad humana solo se logra con el impulso del liderazgo hacia la integración de prácticas, metodologías, tecnologías, autoevaluación y motivación, con un ciclo de vida profesional y el desarrollo organizacional. A su vez, la aplicación sistemática de la administración del cambio referida al personal, asegura que el conocimiento adquirido sea maximizado en toda la organización o negocio.[13]

Figura 1.13. La confiabilidad humana solo se logra con el impulso del liderazgo

1.4.1.2. Confiabilidad de diseño

La etapa de diseño de los proyectos es la etapa más importante, debido que aquí recaen los errores de diseño de eventos y condiciones de operación no contemplados, por tal razón, podemos decir que la confiabilidad de diseño se logra cuando se contempla todos los posibles escenarios de falla desde la instalación hasta su abandono, cubriendo así todas las necesidades requeridas para que la probabilidad de ocurrencia de estos eventos sea el menor posible y se cuente con planes de acción en caso de presentarse. Todo esto con el propósito de obtener el nivel de confiabilidad requerida a un óptimo costo a lo largo de su ciclo de vida de los equipos.[13]

Figura 1.14. La etapa de diseño es la más importante en la cadena de valor de los proyectos

La aplicación de la confiabilidad de diseño influye en la toma de decisiones a lo largo de la vida de un activo, ayudando a definir el desempeño a través de la identificación de los niveles de productividad, seguridad, confiabilidad y riesgo asociado a las decisiones de operar, adecuar y mantener. Todo esto se verá reflejado en resultados económicos positivos tales como inversión inicial, gastos de operación y mantenimiento y los costos de ciclo de vida de los activos.[13]

1.4.1.3. Confiabilidad de proceso

Es la probabilidad de que un proceso entregue el producto requerido en un tiempo determinado y bajo ciertas especificaciones de calidad, cantidad, seguridad, salud del personal, costos y seguridad de los procesos[13]. Parece ser un tema complejo, pero podemos entender a la confiabilidad de proceso como aquel de obtener lo deseado exitosamente bajo una cadena de procesos, los cuales deben satisfacer las especificaciones deseadas, sin interrupciones, fallas o alteraciones a su alrededor; por ejemplo, *un servicio de paquetería depende totalmente de la confiabilidad de sus procesos de envío, ya que de ahí depende que sus clientes queden satisfechos o inconformes. Describamos a detalle este caso, un cliente desea enviar un paquete el cual especifica una determinada fecha de entrega, seguridad de su contenido y trato adecuado; es aquí donde la compañía deberá garantizar una confiabilidad de sus procesos, ya que depende de una serie de actividades que van desde el transporte, manejo y trato adecuado del paquete hasta la entrega final a su destinatario.*

Figura 1.15. La confiabilidad de proceso depende una cadena de procesos los cuales deben satisfacer las especificaciones deseadas, sin interrupciones, fallas o alteraciones a su alrededor.

La confiabilidad de proceso, por lo tanto, se puede entender como un sistema que permite establecer el rango óptimo para operar y producir de forma segura, rentable, confiable y sostenible a lo largo del ciclo de vida del activo, este rango se puede simbolizar con la llamada "Ventana Operativa" que tiene dimensiones fundamentales en un análisis de costos/riesgos/beneficio. Al operar dentro de la ventana operativa se tiene un nivel de riesgo aceptable "condiciones normales" y al operar fuera de los límites de la ventana operativa se pueden observar los distintos riesgos en que se pueden incurrir. A continuación se presenta el esquema de producción estable, confiable, segura y rentable que adopta la industria petrolera nacional para su análisis de confiabilidad del proceso.[13]

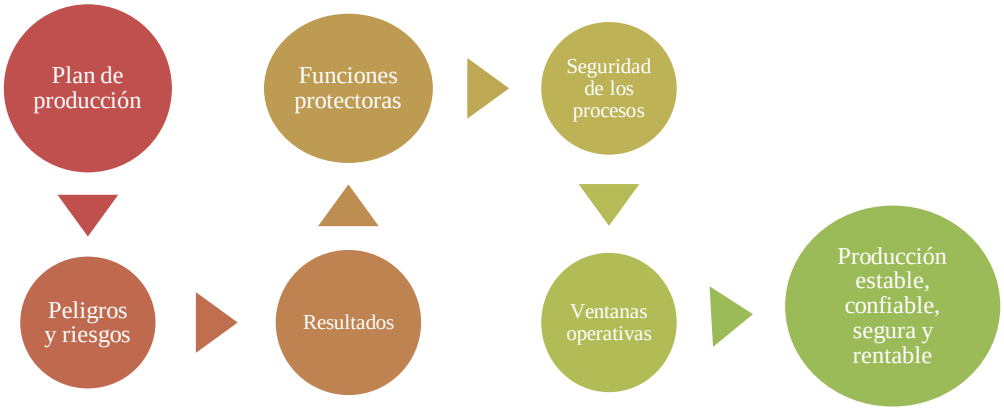


Figura 1.16. Esquema de producción en Petróleos Mexicanos

1.4.1.4. Confiabilidad de equipos

Es la probabilidad de que un equipo, un sistema, una planta cumpla una función determinada durante un tiempo determinado bajo un contexto específico[13]. En pocas palabras, que tan confiable puede ser un equipo de trabajar sin presentar fallas o paros repentinos, trabajando bajo su contexto operativo indicado por un periodo de tiempo.

Para este tipo de confiabilidad podemos remontarnos a un equipo de uso común: *los equipos de telefonía celular, la nueva era de la tecnología depende de los recursos informáticos como de telecomunicaciones, es por eso que ahora en la actualidad, el uso de esto equipos son primordiales entre la sociedad para la interacción en los negocios, redes sociales o de uso personal, por lo que*

adquirir un equipo que cumpla con su función sin tener fallas de conexión, señal u operativas es el principal interés de sus consumidores, pero ¿cómo podemos garantizar la confiabilidad de estos equipos?. Actualmente las compañías fabricantes se basan en una confiabilidad estimada de sus equipos, ya que estos han sido sometidos a todo tipo de pruebas que ahora exige la sociedad, pero como en toda la industria, es imposible predecir en su totalidad todos los posibles eventos o modos de falla, es así, como los fabricantes en función a los componentes estiman un periodo de utilidad de sus equipos conforme a las condiciones adecuadas de uso y lograr así establecer un periodo de garantía.

Figura 1.17. Vehículo operado a control remoto (ROV) cerca del sitio del pozo Macondo en el Golfo de México 2010, gran importancia de tener equipos confiables de intervención

La confiabilidad de equipos al lograr niveles requeridos o acordados de confiabilidad, mantenibilidad y de disponibilidad mecánica aplicando prácticas que conllevan a la integridad mecánica garantizará la mínima probabilidad de falla.

1.5. REDUNDANCIA

La redundancia es un concepto muy importante para definir la vulnerabilidad de un sistema. Ella proviene fundamentalmente de un criterio que describe la relación entre la estructura de un elemento y la configuración de los componentes que lo conforman; de tal forma que, existe distintos caminos por el cual el elemento puede cumplir su objetivo y que depende del diseño de su estructura para realizarlo. La *redundancia* de un sistema o elemento, radica en la dificultad para la formación de un mecanismo (modo) de falla; *redundancia* se entiende entonces, como la existencia de más de una forma para desempeñar una función requerida de un elemento.

1.5.1. Clasificación de la redundancia

Cabe mencionar que dentro del análisis podemos encontrar los sistemas o procesos llamados *robustos* o *redundantes*. Un sistema o proceso es *robusto*, cuando la probabilidad de falla se reduce, pero no necesariamente por cambios en la forma, sino por otros tipos de cambios tales como en su

resistencia o tipo de material del elemento, o en su caso, procedimientos o acciones sujetos a regulaciones y requerimientos estipulados que de una cierta forma proporcionan mayor confiabilidad. Un sistema o proceso es *redundante*, cuando no existe un mecanismo único de falla, de forma que los caminos para cumplir un objetivo son distintos y dependiendo el caso, soportar una falla o más fallas en el sistema y aun así lograr satisfacer su objetivo por un periodo de tiempo determinado que, generalmente suele ser muy corto, pero suficiente para analizar la falla.[5]

En la etapa de diseño es necesario considerar aspectos tan diversos como son los costos de instalación, operación, medios de transporte o envío, gastos de mantenimiento, egresos etc. Así mismo, como criterio de diseño se debe tener en cuenta la confiabilidad, el número de equipos, la disposición de los mismos, y la producción que ha de soportar a medio y largo plazo. Para ofrecer mayor confiabilidad se aplica **redundancia** en los posibles puntos de fallo de la red y/o equipos, de tal forma que podemos clasificar a la redundancia dependiendo la circunstancia donde se aplique:

- Redundancia en redes de distribución o transmisión: consiste en tener distintos caminos físicos para llegar a un nodo, lo que facilita el cambio de camino ante el fallo en uno de ellos.
- Redundancia en equipos: consiste en poseer equipos (o parte de ellos) inactivos que puedan sustituir a los que están funcionando en caso de avería. Podremos tener redundancia en el equipo completo o bien en partes del mismo, como válvulas, elementos actuadores, puertos para la conexión o alimentación, por mencionar algunos más.[14]

1.5.2. Tipos de redundancia

Alta confiabilidad, disponibilidad, y/o seguridad en equipo o niveles del sistema a menudo pueden ser alcanzadas con ayuda de la redundancia. *Redundancia* como se mencionó anteriormente, es la existencia de más de una forma para desempeñar una función requerida de un elemento. Por lo tanto, para evitar *modos de falla comunes*, elementos redundantes deberían ser realizados (diseñados y producidos) *independientemente* del *modo de falla* (por ejemplo, aperturas o cierres). Desde el punto de vista operativo, podemos destacar unas distinciones entre activo, efusivo, y redundancia en espera:

1. *Redundancia activa*: elementos redundantes son sometidos desde el comienzo a la *misma carga* como elementos operando, la tasa de fallas en el estado de reserva es el mismo como en el estado operando.
2. *Redundancia efusiva*: elementos redundantes son sometidos a una *carga menor* hasta que uno de los elementos operando falla, la tasa de falla en el estado de reserva es menor que en el estado operando.
3. *Redundancia en espera*: elementos redundantes no están sometidos a *ninguna carga*, hasta que uno de los elementos operando falla; tasa de fallas en el estado de reserva es *asumido* que sea cero.[7]

1.6. MANTENIMIENTO Y MANTENIBILIDAD

La palabra ***mantenimiento*** se emplea para designar las técnicas utilizadas para asegurar el correcto y continuo uso de equipos, maquinaria, instalaciones y servicios. El mantenimiento se puede definir como el control constante de las instalaciones (en el caso de una planta) o de los componentes (en el caso de un producto), así como el conjunto de trabajos de reparación y revisión necesarios para garantizar el funcionamiento regular y el buen estado de conservación de un sistema en general.[9]

Mantenimiento es así subdividido en[13]:

- *Mantenimiento predictivo:* son el conjunto de actividades de seguimiento y diagnóstico continuo (monitorización) de un sistema, que permiten una intervención correctora inmediata como consecuencia de la detección de algún síntoma de fallo. Por ejemplo, las computadoras de los automóviles están diseñadas para llevar a cabo un mantenimiento predictivo, es decir, detectan cualquier circunstancia que pueda ser determinante en la aparición de una falla en el automóvil, de forma descriptiva, la señal del aceite encendida en el tablero nos proporciona una clara señal de que debemos intervenir en este asunto o de lo contrario resultará en una falla en el motor.
- *Mantenimiento preventivo.* Es el conjunto de actividades programadas de antemano, tales como inspecciones regulares, pruebas, reparaciones, etc., encaminadas a reducir la frecuencia y el impacto de los fallos de un sistema. Basados en la analogía del automóvil se recomienda someter al automóvil a mantenimiento por lo general cada periodo de tiempo o cierto kilometraje, o en su caso, someter al vehículo a inspección si la circunstancia así lo amerita, por ejemplo un viaje largo.
- *Mantenimiento correctivo* (llevado a cabo después del reconocimiento de la falla e intentado colocar el elemento en un estado el cual pueda desempeñar su función requerida). Mantenimiento correctivo también es conocido como *reparación*, esto puede incluir todos o cualquier de los siguientes pasos: localización, aislamiento, desensamble, intercambio, ensamble, alineación, verificación. El objetivo del mantenimiento preventivo es también detectar y reparar *fallas ocultas*, por ejemplo fallas en elementos redundantes.[14]

Mantenibilidad es una *característica* de un elemento, expresado por la *probabilidad* que el *mantenimiento preventivo* o *reparación* del elemento será desempeñado en un *intervalo de tiempo* determinado para dados *procedimientos* y *recursos* (número y nivel de habilidad del personal, refacciones, instalaciones de prueba, etc.). Para un punto de vista cualitativo, mantenibilidad puede ser definido como una característica inherente a un elemento, asociada a su capacidad de ser recuperado para el servicio cuando se realiza la tarea de mantenimiento necesaria según se especifica[9].

Esto quiere decir, que si un componente tiene un 95% de Mantenibilidad en una hora, entonces habrá 95% de probabilidad de que ese componente sea reparado exitosamente en una hora. Existen dos tipos de Mantenibilidad[16]:

- la intrínseca, que está relacionada al aspecto de diseño de una instalación y que hace una consideración sobre como las características de diseño ayudan al mantenimiento de un componente (accesibilidad y facilidades para el mantenimiento) y

- la extrínseca, que considera el contexto de dependencia de la gestión de mantenimiento cuando se repara un componente (logística, organización de las tareas, aislamiento y entrega de los equipos etc.), estas dos diferenciaciones deben considerarse al analizar los factores que afectan a la Mantenibilidad.

El valor esperado (medio) del tiempo en la reparación es denotado por *MTTPM* (tiempo medio para el mantenimiento preventivo, o por sus siglas en inglés *mean time to preventive maintenance*). A menudo también es usado por ejemplo *MTBUR* (tiempo medio entre intervenciones no programadas, o por sus siglas en inglés *mean time between unscheduled removals*). Mantenibilidad tiene que ser construido en un equipo complejo o sistemas durante la fase de diseño y desarrollo, mediante la planificación y la realización de un concepto de mantenimiento. Debido al incremento de los costos de mantenimiento, aspectos de mantenibilidad han estado creciendo en importancia. Por lo tanto, mantenibilidad lograda en gran parte en campo depende de la correcta instalación del equipo o sistema, los recursos (personal y material) disponibles para el mantenimiento, y la organización de mantenimiento, por ejemplo el *apoyo logístico*.[14]

1.7. DISPONIBILIDAD

Disponibilidad es una característica de un elemento, a menudo designado mediante PA(*t*), expresado por la *probabilidad* del elemento a desarrollar su *función requerida* bajo *condiciones dadas* a un *instante del tiempo t* determinado. Desde un punto de vista cualitativo, *disponibilidad* puede ser definido como la *medida del grado por el cual un elemento está en un estado operable y confiable en el inicio de una función, cuando la función es solicitada en cualquier momento (aleatorio).*

Es decir, cuando hablamos de confiabilidad el componente trabaja continuamente durante un periodo de tiempo dado, en otras palabras la función del componente no se interrumpe, el componente se pone en operación (“arriba”) y se mantiene arriba. Por otra parte cuando hablamos de disponibilidad el componente es puesto arriba en un instante dado y no importa lo que pase después, la función del componente puede ser interrumpida sin ningún problema.[15]

Para poder disponer de un sistema en cualquier instante, éste no debe de tener fallos, o bien, en caso de haberlos sufrido, debe haber sido reparado en un tiempo menor que el máximo permitido para su mantenimiento.

Suponiendo que la tasa de falla y la tasa de reparación son constantes:

- Tasa de falla = λ (t) = l
- Tasa de reparación = m (t) = m

Entonces:

MTBF = 1 / λ (Tiempo promedio entre fallas)

MTTR = 1 / m (Tiempo medio de reparación)

A (Availability): Disponibilidad del sistema

En la Figura 1.18 se muestra un ciclo de operación, "Op" indica el instante en que el elemento, producto o sistema comienza a estar operativo. F1 y F2 muestran los instantes en que se producen los fallos 1 y 2 respectivamente.

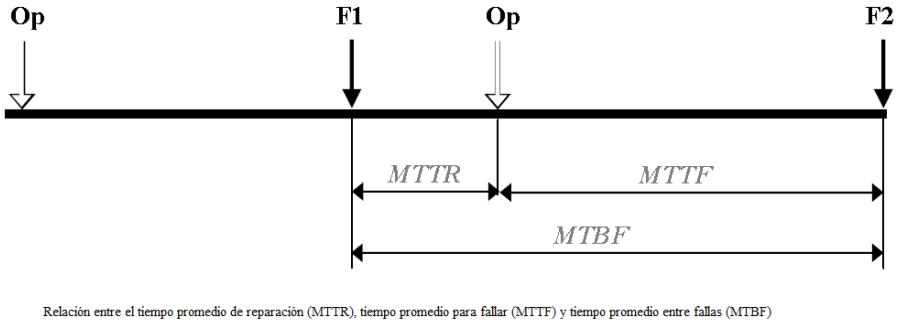


Figura 1.18. Ciclo de operación y su relación con MTTR, MTTF y MTBF[9]

Luego, de acuerdo a la Figura 1.18 podemos expresar la disponibilidad (A) así:

$$\text{Disponibilidad (A)} = \frac{\text{Tiempo total en condiciones de servicio}}{\text{Tiempo total del intervalo estudiado}}$$

$$\text{A} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}}$$

La disponibilidad es una medida importante y útil en casos en que el usuario deba tomar decisiones para elegir un equipo entre varias alternativas. Para tomar una decisión objetiva con respecto a la adquisición del nuevo equipo, es necesario utilizar información que abarque todas las características relacionadas, entre ellas la disponibilidad, que es una medida que suministra una imagen más completa sobre el perfil de funcionalidad.[16]

CAPÍTULO II
ÁRBOLES SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

2.1. DEFINICIÓN

Un árbol submarino de producción es un arreglo de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, adecuados principalmente para monitorear, controlar y contener un pozo sea productor, inyector o ambos[17].

Los árboles submarinos de producción son operados por un sistema de control y puede controlar el flujo tanto de los fluidos producidos como de los inyectados en él. Un árbol submarino así mismo aloja el sistema de control utilizado para las funciones en el fondo del pozo como: la operación de válvulas de seguridad, inyección de químicos, obtención de información de presión y temperatura, así como la realización de operaciones de intervención de pozos.[3]

Independientemente del tipo de árbol, un árbol submarino está compuesto por cinco partes principales: producción, espacio anular, de servicio, la de estrangulador, y la de control.[3]

- Producción: Es la parte del árbol que se encarga de proveer un conducto por medio del cual pasa la producción proveniente del pozo; o si es el caso, la inyección de fluidos del exterior al pozo.
- Espacio anular: Es la parte del árbol que como su nombre lo indica, se encarga de conectar o proveer el acceso al espacio anular.
- Servicios: Es la parte del árbol que se encarga de transmitir todos aquellos fluidos que se utilizan para realizar un servicio en el pozo; como por ejemplo la inyección de químicos, sensores de presión y temperatura, etc.
- Estrangulador: Parte importante de un árbol ya que regula la producción de este y sirve como un elemento de seguridad.
- Control: Esta parte del árbol está compuesta principalmente por un módulo de control submarino que se encarga de controlar cada una de las válvulas que tiene el árbol. Asimismo, tiene la capacidad de monitorear las funciones del árbol tales como medidores de temperatura, presión, gasto, estrangulador y posición de las válvulas.

2.1.1. Evolución del producto

Hoy en día, existen tecnologías que han permitido instalar árboles a grandes profundidades; en la actualidad y desde el comienzo del nuevo siglo los avances tecnológicos no han dejado de desarrollarse; por lo que los retos que se han generado debido a los ambientes de aguas profundas y ultra profundas se han sabido contrarrestar con la tecnología que se desarrolla día con día en la industria petrolera en el mundo. El mayor avance de los sistemas submarinos de producción se ha dado en los árboles submarinos, debido a la importancia que tienen estos en lograr una producción segura en el mar, la siguiente figura muestra un esquema de la evolución de los árboles submarinos de producción de las compañías operadoras.[2, 17]

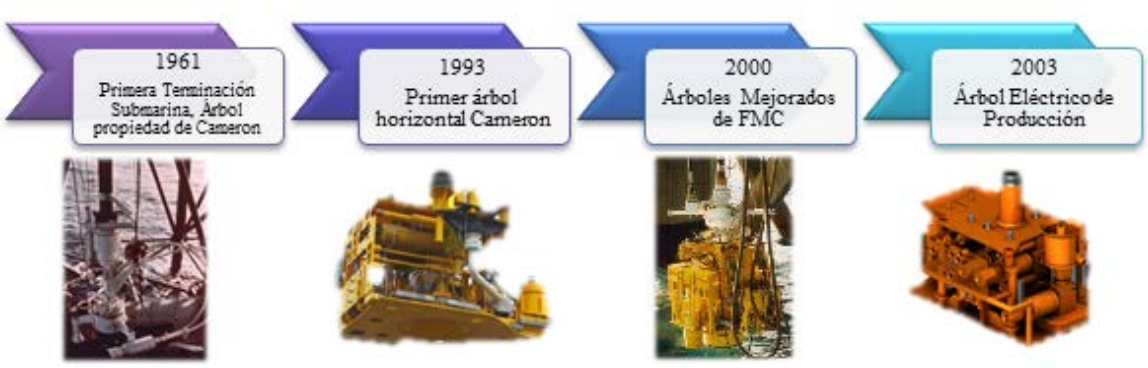


Figura 2.1. Evolución de los árboles submarinos[2, 17]

Como se puede observar, conforme la tecnología va avanzando, los diseños y estructuras se van volviendo cada vez má complejos, lo que esto genera una mayor consciencia en las etapas de diseño de estos equipos para lograr así minimizar las fallas que puedan presentarse en sus ciclos de vida.

2.2. FUNCIONALIDAD

El propósito y principal función de un árbol submarino de producción es[17, 18]:

- Aislar/controlar el flujo de los fluidos producidos o inyectados de la TP: dado que en los pozos en aguas profundas, su característica principal son altas presiones y temperaturas de flujo a lo largo de todo el aparejo de producción, el correcto funcionamiento y mantenimiento de las válvulas de control así como del estrangulador, asegurarán un manejo óptimo de la producción, de la seguridad y protección ante posibles eventos emergentes.
- Aislar/controlar la producción en el espacio anular: debido a que es posible que durante la producción se inyecten productos químicos para mejorar o mantener el flujo de los fluidos, o en su caso, ampliar la producción permitiendo el flujo de los hidrocarburos por el espacio anular, o por el contrario, aislar los fluidos del espacio anular, el árbol contiene válvulas donde según el caso, pueden interconectar, aislar o controlar los fluidos ya sean inyectados o producidos por el espacio anular.
- Interconectar con el pozo, cabezal submarino, jumpers, manifolds y PLET: independientemente del tipo de terminación, el árbol submarino no sólo es la interconexión entre el aparejo de producción, cabezal submarino y los demás equipos instalados en el lecho marino, sino también representa una barrera de seguridad entre el pozo y los equipos submarinos de producción.
- Apoyo en la terminación de la tubería: aunque el término “terminación” en la industria petrolera costa afuera puede tener diferentes significados, en este trabajo se describirá a la terminación como el conjunto de actividades y procedimientos encaminados a la instalación dentro del pozo, como válvulas, herramientas y tuberías de producción con el propósito de construir un camino adecuado para que los fluidos producidos del yacimiento alcancen el lecho marino donde se encuentra el cabezal submarino, para posteriormente atravesar el árbol submarino. Específicamente el objetivo primordial de una terminación es llevar una

producción óptima y controlada de hidrocarburos maximizando la recuperación y minimizando costos.[3]

- Además de que resulta un apoyo en la terminación, también forma parte de la infraestructura necesaria para soportar la sarta de producción, IWOCS, líneas de flujo y en algunos casos el riser de producción. Sistemas que inducen al árbol cargas que en conjunto con las cargas externas originadas por el subsuelo marino, se convierten en un factor preponderante tanto en la funcionalidad como en el diseño del árbol.

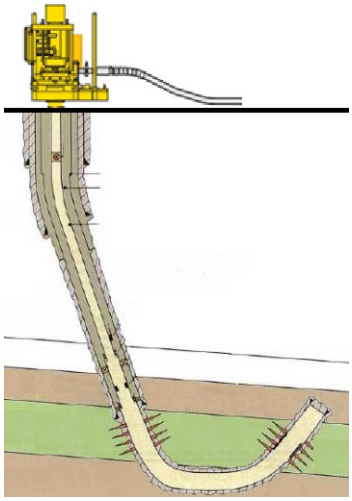


Figura 2.2. Esquema de una terminación submarina

2.3. CLASIFICACIÓN

Los árboles submarinos de producción en la industria petrolera se han clasificado por distintos enfoques técnicos, que puede ser en función de la posición del colgador de la tubería (TH), del diseño propio del fabricante o por el tipo de intervención. Cabe mencionar, cualquiera que sea la clasificación que se adopte, dependiendo el tipo de árbol que se instale, los principios de operación y configuración son los mismos según los estándares internacionales.

Para objeto de este trabajo se describirán cuatro clasificaciones fundamentales: *de acuerdo al tipo de cabezal, por la posición de las válvulas, requerimientos de instalación y conexión, y nueva tecnología*.

2.3.1. De acuerdo al tipo de cabezal

Este tipo de clasificación depende meramente del tipo de cabezal submarino en el que es instalado el árbol. Para efectos de este trabajo, sólo se mencionarán los diferentes tipos de cabezales y sus requerimientos de instalación y operación; si desea revisar la información detallada de su definición, clasificación y estructura, puede consultar el anexo C de este trabajo.

Existen dos diferentes tipos de cabezal de pozo que es el *marino* (*subsea*) y el *mudline*, la diferencia entre estos dos tipos depende solamente del tirante de agua y tipo de plataforma o equipo utilizado para la perforación del pozo. De manera general podemos destacar las siguientes características dependiendo el tipo de cabezal[19]:

Mudline	Submarino
Aguas someras.	Aguas profundas.
El pozo se puede perforar desde una instalación auto-elevable (Jack up).	El pozo se puede perforar desde una instalación semi-sumergible o barco de perforación.
Árbol de válvulas sencillo.	Árbol de válvulas más complejo.

Tabla 2.1. Características de los sistemas de cabezales

De tal forma que, dependiendo la terminación, podemos clasificar en dos tipos de árboles submarinos según el cabezal donde esté instalado:

- El tipo de árbol ***mudline*** es instalado y anclado por medio de un adaptador, a una cabeza de pozo tipo mudline, este tipo de árbol suele ser menos costoso y requiere de menos herramientas y procesos para su instalación. Mínimo costo usualmente entre 30% a 50% de los otros tipos de árboles, poco mantenimiento. Puede contener o no sensores.[3, 20]
- El otro tipo de árbol es el llamado ***marino* o *subsea***, este es instalado sobre un cabezal de tipo submarino y por lo tanto son instalados a una mayor profundidad de tirante de agua que los mudline.[3]

2.3.2. Por la posición de las válvulas

Otra manera de nombrar a esta clasificación es de acuerdo a donde se encuentra el colgador de tubería de producción (TH por sus siglas en inglés) como se muestra en la figura 2.3. Un árbol es vertical (VXT por sus siglas en inglés) ó también llamado Dual Bore si el tubing hanger es instalado dentro del cabezal, es decir abajo del árbol. En cambio, cuando el tubing hanger se encuentra en el cuerpo del árbol, este tipo es un árbol horizontal (HXT por sus siglas en inglés) o también llamado SpoolTree™, ya que las válvulas se encuentran en bloques fuera del agujero productor, mientras que en un árbol vertical, las válvulas se localizan dentro del agujero productor.

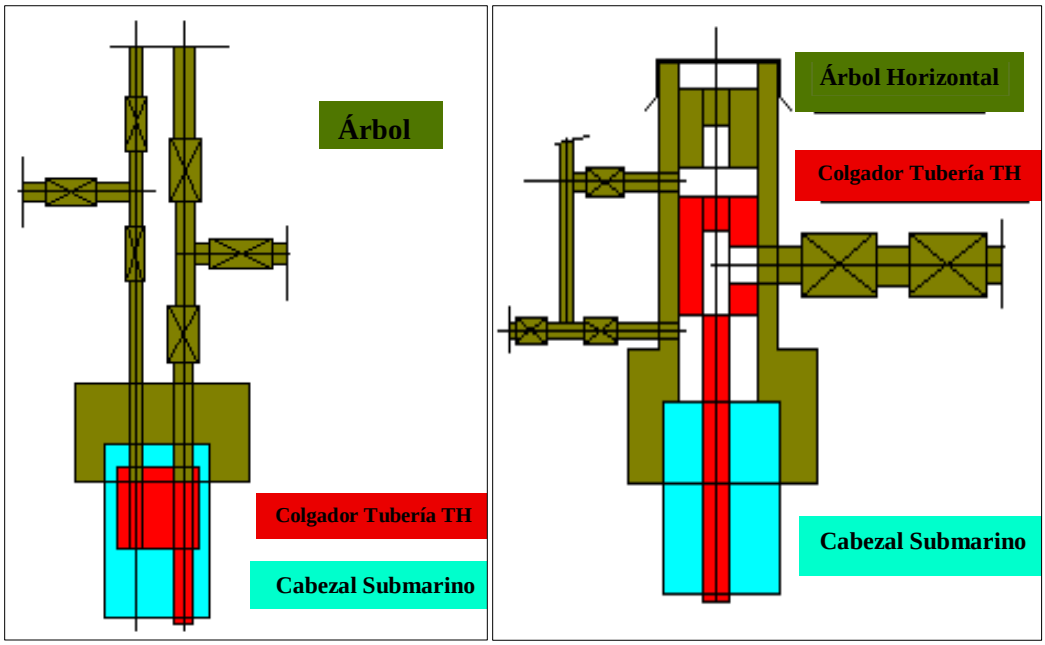


Figura 2.3. El tipo de terminación define donde residirá el TH[17]

Para propósitos de este trabajo, describiremos a los tipos de árboles según la configuración de sus válvulas, así como los diseños mejorados desarrollados por FMC Technologies.

2.3.2.1. Árbol de un solo agujero (monobore tree)

Este árbol es un estilo de tecnología que se deriva a partir del sistema de árboles mudline pero adaptándolo a lo que son los cabezales submarinos. Este árbol utiliza un diseño más simple lo que resulta en una buena rentabilidad en este sistema. Es manejado por asistencia de buzos y puede ser instalado en cabezal tipo mudline o submarino.[17]

Se accede al espacio anular a través de una salida lateral por medio de una válvula de control que funciona como interface entre el árbol y el colgador de tubería, el agujero del espacio anular no se extiende verticalmente por el árbol si no que sale por la salida lateral antes mencionada.[3]

Sus principales características son[17, 20]:

- Sistemas simples de producción.
- Instalación económica sobre un cabezal mudline desde una plataforma tipo Jack-up o cabezal submarino desde una unidad flotante de perforación.
- Mínimos costos de asistencia por buzo y mantenimiento.
- Adecuado para proyectos de producción en aguas someras.

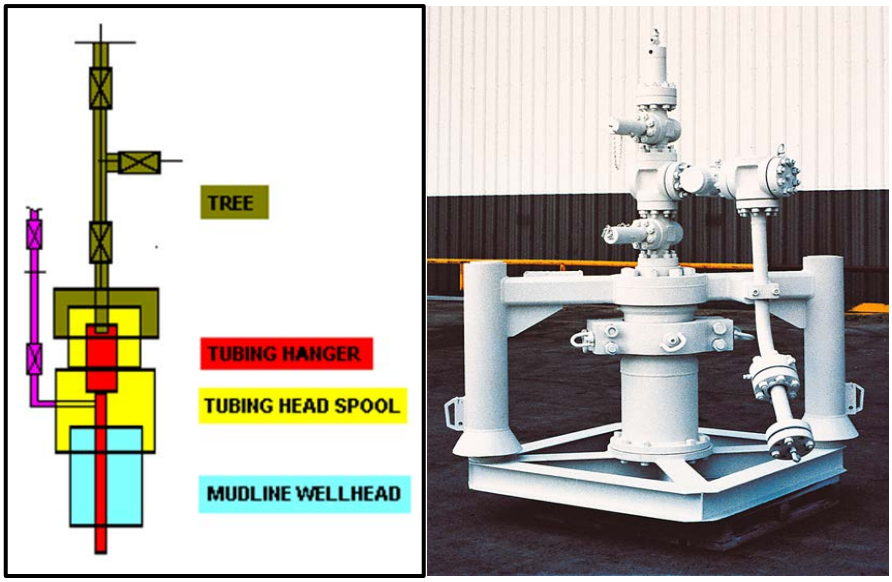


Figura 2.4. Configuración de un Monobore Tree[17]

2.3.2.2. Árbol vertical o convencional VXT (dual bore)

El árbol vertical ha sido utilizado por varios años, fue el primer árbol que incluyó un agujero de espacio anular para una mejor solución de problemas para las operaciones y servicios del pozo. Este estilo de árbol es caracterizado por que la ruta del flujo por el tubing hanger es **completamente vertical** y las válvulas maestras están localizadas también en arreglo vertical en el agujero de producción.[20]

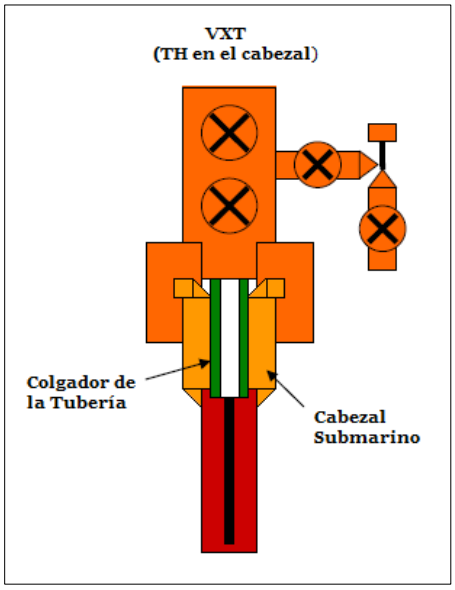


Figura 2.5. Posición del colgador de la Tubería (TH) en un árbol convencional.[2]

Como se menciona, este árbol contiene un segundo agujero el cual conecta con el espacio anular del pozo (de ahí su nombre en inglés Dual Bore), donde la aplicación de la conexión con el espacio anular proporciona amplias ventajas operativas en cuanto a los servicios a pozos, como también en las actividades de reparación y mantenimiento donde se requiere que el monitoreo y control del espacio anular y más aún en aguas profundas sea minuciosa.

Cabe mencionar que no sólo es empleado en las operaciones de intervención, sino también como apoyo en los medios para producir el pozo, como en circunstancias donde los sistemas artificiales de producción requieren ser operados por espacio anular, como por ejemplo el bombeo neumático.

Del árbol vertical o convencional se destacan las siguientes características[19]:

- Las válvulas maestras se encuentran en el agujero productor vertical.
- El árbol se instala después de instalar el aparejo de producción.
- El colgador se orienta desde el Cabezal.
- Los sellos del colgador están aislados de los fluidos del pozo.
- Se instala una tapa externa.
- Para tirantes de agua de hasta 3,000 metros y presiones de hasta 15,000 psi.
- Opción de diferentes diámetros del aparejo de producción con 2” para el espacio anular (dual bore).
- Se pueden especificar con o sin líneas guías.
- Se puede instalar el aparejo de producción antes de que se entreguen los árboles.

La configuración del árbol convencional comprende tres válvulas primarias sobre la línea principal de flujo de producción y dos sobre la línea de acceso anular. Las válvulas maestras (master valve) y las válvulas de superiores de ingreso (swab valve) pueden ser encontradas tanto en el agujero de producción como en el de espacio anular, así mismo el árbol vertical pudiera tener una válvula de producción lateral (production wing valve) y posiblemente una válvula de espacio anular lateral (annulus wing valve).[3, 21]

A continuación se muestra la configuración de un árbol convencional:

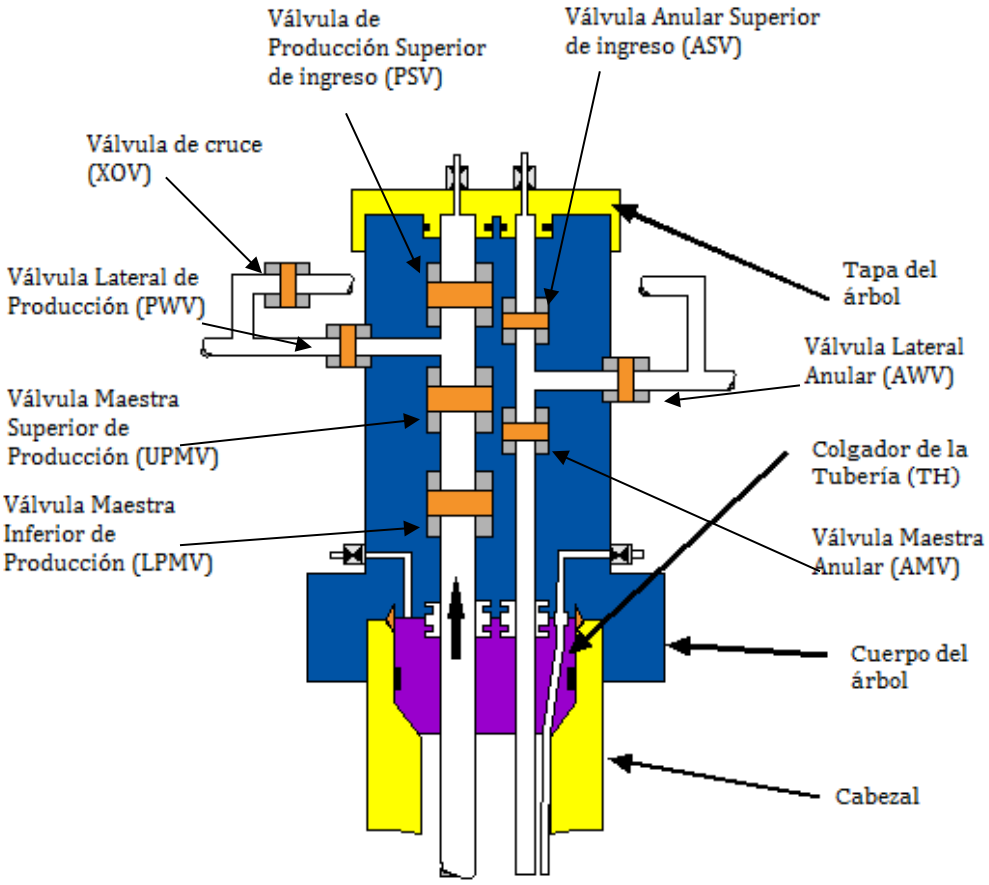


Figura 2.6. Árbol Vertical o Convencional (Dual bore)[17, 18]

Varios diseños del sistema de árboles pueden incluir otras válvulas como la válvula de cruce (crossover valve) que conecta el espacio anular con el agujero de producción, la válvula de inyección de químicos, la válvula estranguladora y válvulas de monitoreo de espacio anular.

El árbol vertical puede ser anclado o puesto sobre la cabeza de pozo directamente o usando un adaptador (tubing spool). Si se llegará a usar este adaptador, se anclará sobre la cabeza de pozo actual para poder proveer la posición del anclaje del tubing hanger que se pondrá dentro de dicho componente. La instalación del árbol puede realizarse con líneas guías o sin líneas guías, y cuenta con un casquete externo (tapa del árbol) en la parte superior que es instalado después del árbol.[3]

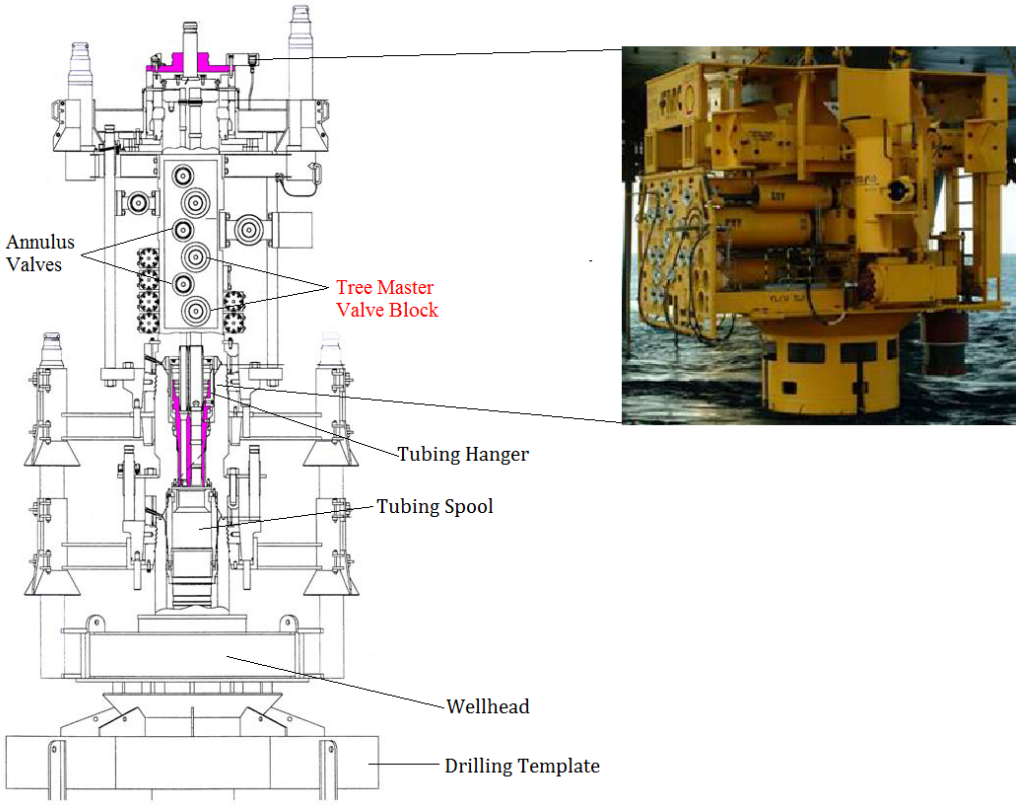


Figura 2.7. Estructura de un árbol convencional[20], fotografía 10K Vertical Deep Water Standard propiedad de FMC[2]

2.3.2.3. Árbol horizontal HXT (spool tree™)

El árbol horizontal (HXT por sus siglas en inglés) o SpoolTree™ ha sido uno de los mejores sistemas en el desarrollo de campos y en tecnología submarina, ofrece un gran número de avances tecnológicos y operacionales, siendo ventajoso con los arboles convencionales; esto es gracias a su gran tecnología, su reducción de costos y su reducción de equipo requerido para su manipulación, debido a que cuenta con un sistema de herramientas simple.[3]

El árbol horizontal se distingue por que el tubing hanger está diseñado para anclarse dentro del cuerpo del árbol. Las válvulas de este árbol están todas localizadas en mini blocks fuera del agujero vertical del árbol y por lo tanto, el flujo de la producción es **horizontal**.

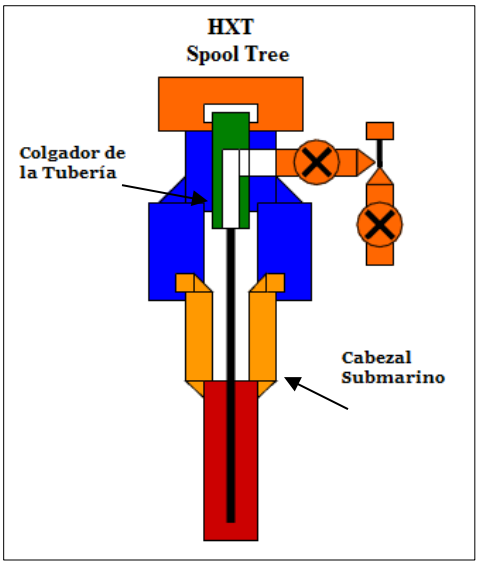


Figura 2.8. Posición del colgador de la Tubería (TH) en un árbol horizontal[2]

Del árbol Horizontal o SpoolTree™, se destacan las siguientes características[19]:

- No hay válvulas en el agujero vertical
- El árbol se instala antes de instalar el aparejo de producción
- El colgador se orienta desde el árbol
- Los sellos del colgador están expuestos a los fluidos del pozo
- Se instala tapa interna.
- Para tirantes de agua de hasta 3,000 metros.
- Presiones de hasta 15,000 psi.
- Opción de diferentes diámetros del Aparejo de Producción con 2” para el espacio anular (dual bore).
- El colgador del aparejo de producción se asienta en el árbol.
- Permite un acceso completo al agujero del pozo sin necesidad de remover el árbol.

El árbol horizontal utiliza muchos de los mismos elementos del equipo del árbol convencional. Por lo tanto, el equipo que difiere significativamente incluye los siguientes[22]:

→ Cuerpo del árbol
→ Posición del Tubing Hanger
→ Tapones aisladores
→ Tapa del árbol

Sus válvulas maestras, laterales y de cruce tienen la misma función que los árboles convencionales. En la parte superior consta de una Tapa interior (*internal tree cap*) que se requiere para proveer un límite de presión secundaria para la producción, y una tapa exterior llamada *debris cap*. Así mismo tiene unos sellos para aislar el agujero de comunicación e intervención al pozo llamados tapones (*wireline plugs*). En la figura 2.9 se muestra la configuración de un árbol horizontal.

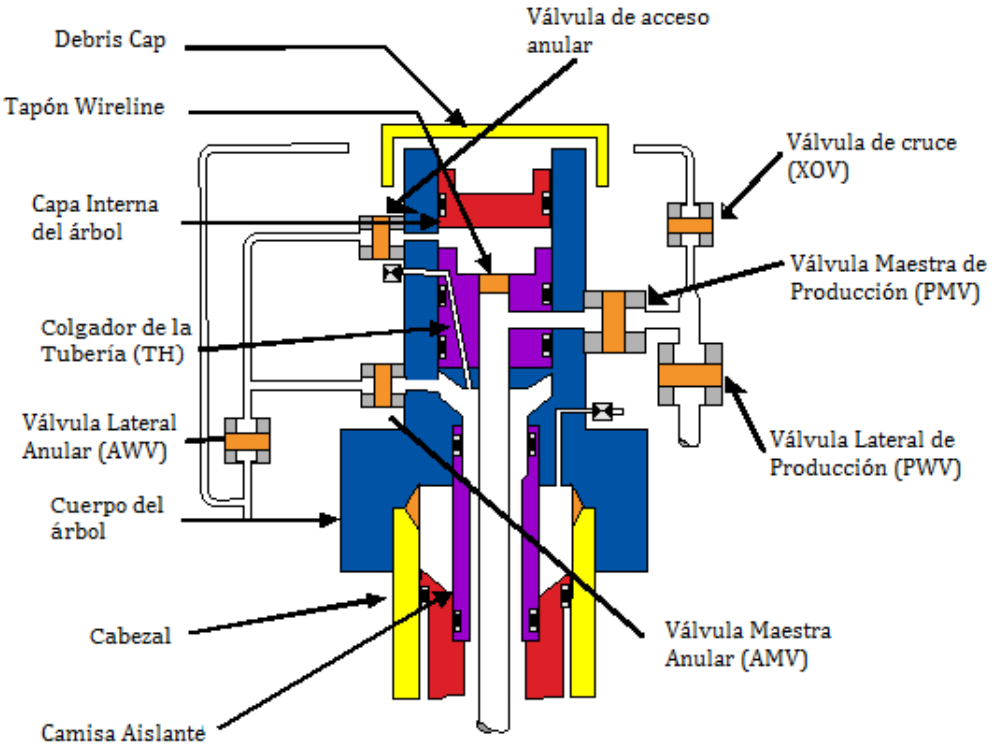


Figura 2.9. Árbol Horizontal HXT (Spool Tree™)[17, 18]

En la mayoría de los árboles horizontales también se incluye un aislamiento localizado en la parte inferior del árbol, este aislamiento incluye una guía de orientación que permitirá el descenso o instalación del colgador de tubería en el árbol de tal manera que dicha tubería quede alineada con el árbol.

El árbol horizontal puede ser instalado después de la perforación e instalación del sistema del cabezal completo y previamente a la instalación del tubing hanger y la tubería de producción. Para que de este modo, el BOP sea instalado en la parte superior del árbol horizontal, haciendo pasar a través de éste la tubería de producción y el tubing hanger de la misma, y ser instalados sobre un anclaje en el interior del árbol horizontal. En un arreglo alternativo, el tubing hanger y la tapa interna del árbol son combinados dentro de un único sistema de tubing hanger extendido suspendido en el árbol horizontal. Esto comparte el número de tapones de aislamiento y sellos anulares para la barrera de protección y ofrece una capa interna que puede también servir como un mecanismo de cierre de respaldo para el tubing hanger.[22]

Una tercera configuración generalmente referida como “drilling-through”, permite la instalación del árbol horizontal inmediatamente después de que el cabezal ha sido cimentado. Este sistema permite llevar a cabo la perforación y la instalación de las últimas etapas de TR’s a través del árbol horizontal, minimizando el número de tiempos necesarios para correr y recuperar el BOP. Estos árboles pueden ser instalados también sobre cabezales de tipo mudline y puede, adicionalmente, ser configurado para terminaciones con sistemas artificiales de producción, como bombeo electro-centrífugo.[22]

Figura 2.10. Estructura de un árbol horizontal propiedad de Cameron[17]

2.3.2.4. Árboles vertical y horizontal mejorados

Dado que el avance en la tecnología submarina ha crecido en la última década, los árboles submarinos no podían ser la excepción, por lo que FMC Technologies propone una mejora en sus árboles submarinos ofreciendo a sus clientes una oportunidad en la optimización no sólo de los costos, sino también en seguridad y confiabilidad de las operaciones costa afuera.

A continuación se muestra un esquema de comparación de los árboles mejorados propiedad de FMC Technologies, así como las ventajas que ofrecen los nuevos diseños de estos equipos a los operadores.

2.3.2.4.1. Árbol vertical mejorado EVXT

El árbol vertical mejorado (EVXT por sus siglas en inglés) propiedad de FMC Technologies, conserva la dirección del flujo vertical a través del cuerpo del árbol y con las válvulas contenidas en el cuerpo del árbol, pero con las ventajas del árbol horizontal ya que incluye además de un cabezal para tubería “tubing head”, una tapa en el árbol para su manipulación en las operaciones de intervención. La figura 2.11 muestra la comparación entre el árbol convencional y el árbol mejorado.

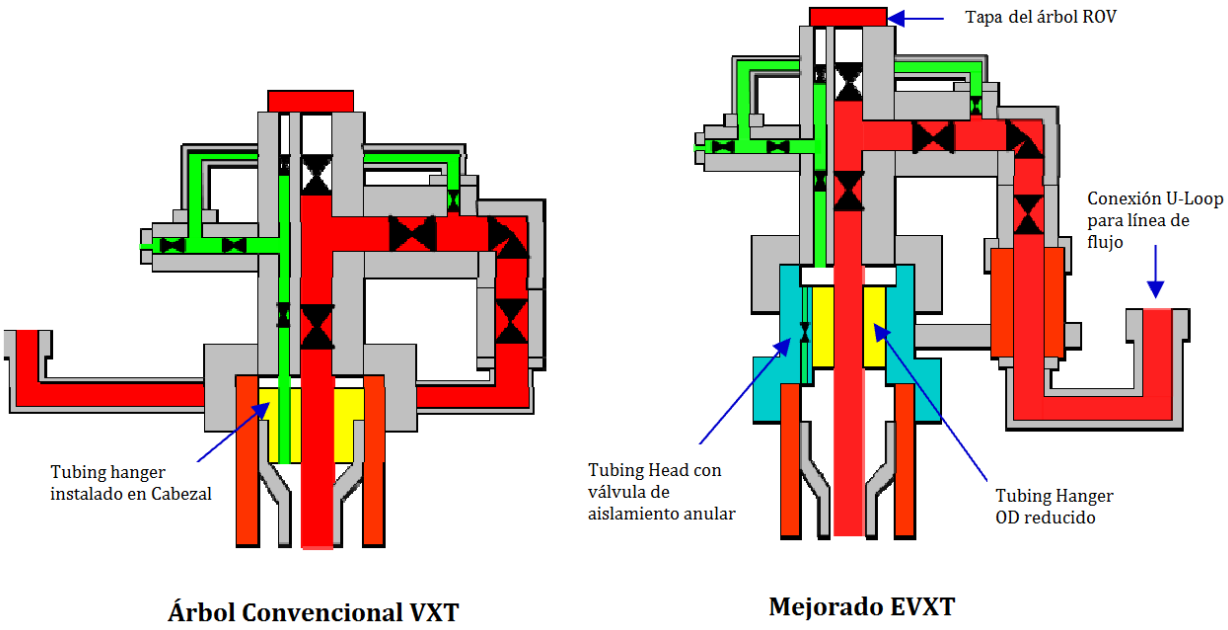


Figura 2.11. Comparación del árbol convencional y mejorado[2]

Ventajas del árbol vertical mejorado:

- Reduce las cargas a las que está sometida el cabezal, ya que introduce un cabezal para tubería “tubing head” donde se aloja un nuevo diseño de colgador de tubería “tubing hanger”.
- El nuevo diseño del tubing hanger reduce el tamaño del diámetro debido a que ahora sólo incluye el espacio de la tubería de producción, omitiendo al anterior diseño donde incluía el agujero para el espacio anular.
- Mediante el tubing head, se aísla el espacio anular mediante una válvula de aislamiento, permitiendo mayor control en las operaciones de intervención, donde el acceso es por la tubería de producción.
- El árbol incluye una tapa superior similar a la del árbol horizontal, permitiendo los beneficios de la intervención sin la necesidad de desinstalar el árbol, reduciendo significativamente los costos de operación.
- Adiciona la conexión U-Loop que permite conectar directamente la producción a las líneas principales de flujo o distribución.

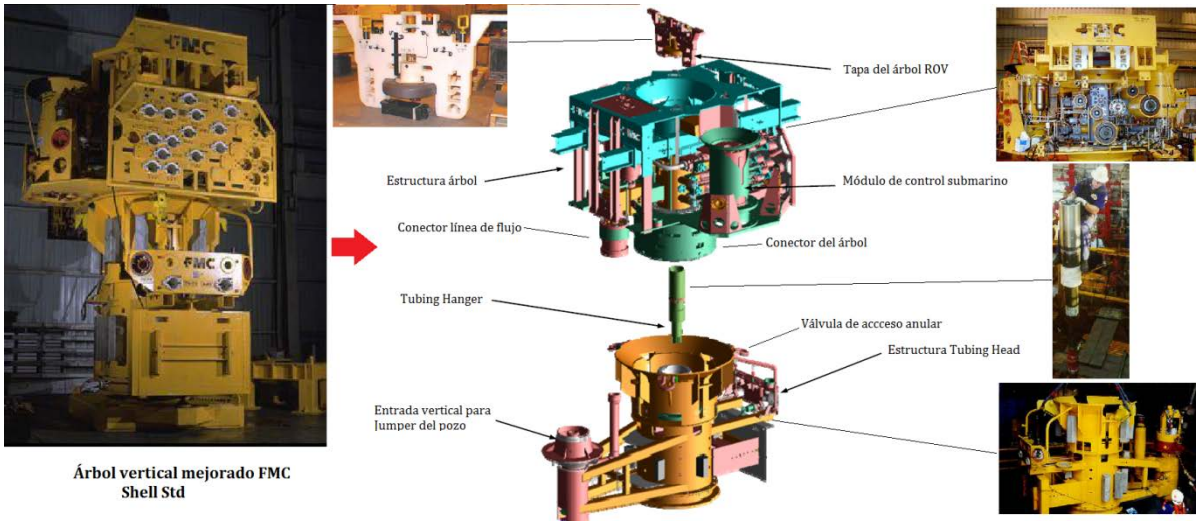


Figura 2.12. Componentes de un árbol vertical mejorado propiedad de FMC Technologies[2]

2.3.2.4.2. Árbol horizontal mejorado EHXT

El primer beneficio del sistema EHXT está relacionado con el tubing hanger (TH) y la tapa del árbol. La presión contenida por la tapa interna del árbol ha sido eliminada y las barreras de presión han sido cambiadas al tubing hanger. El resultado es un sistema más confiable y rentable de terminación disponible. También permite otras eficiencias operacionales que añadido reduce tiempos de instalación, como la instalación de la tapa del árbol ROV fuera de los tiempos críticos definidos en plataforma.[23]

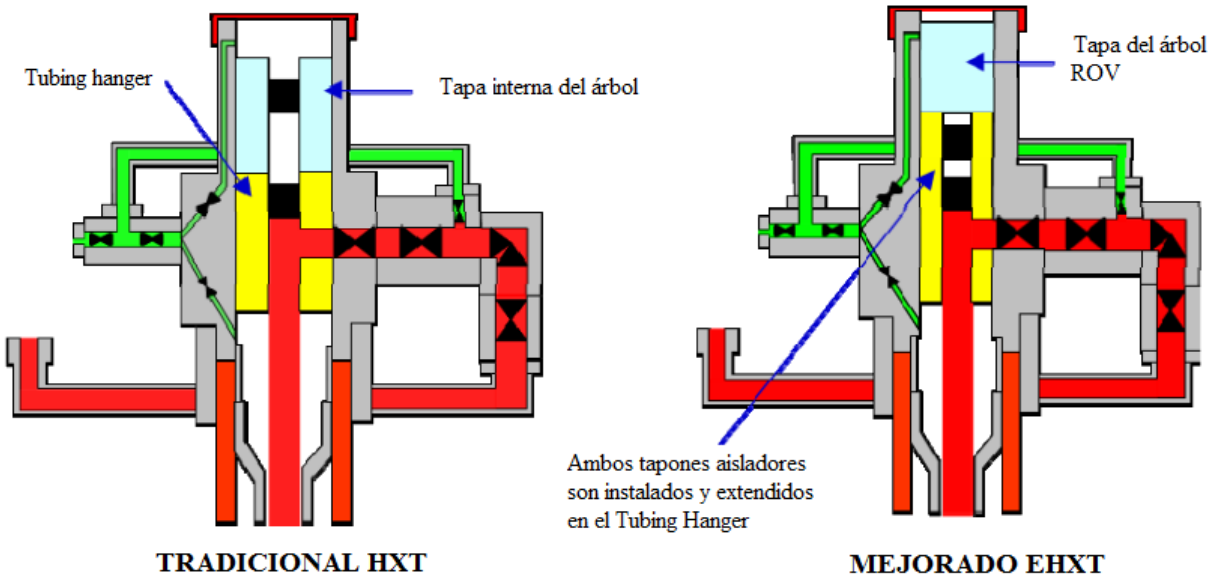


Figura 2.13. Comparación del árbol horizontal tradicional y mejorado[2]

Ventajas del árbol horizontal mejorado:

- Eliminación de la instalación de la tapa interna del árbol a través de la sarta de tubería.
- Ahorro de tiempos de instalación en plataforma.
- Eliminación de la presión contenida en la tapa interna.
- La presión ahora es contenida en el tubing hanger empleando como barrera de presión dos tapones de aislamiento (upper wireline plug & lower wireline plug).
- Diámetro mayor de la tubería de producción que permite el ajuste adecuado para los sistemas artificiales de producción como el BEC.
- Facilidad de recuperación del TH, ventaja en pozos con alta frecuencia de reparaciones (por ejemplo, la sustitución de las bombas).

Figura 2.14. Árbol horizontal mejorado EHXT propiedad de FMC[23]

2.3.3. Por requerimientos de instalación

Otra clasificación según la intervención e interconexión submarina en las operaciones del árbol, las cuales pueden llegar a ser mediante asistencia por buzo o por vehículo operado remotamente (ROV por sus siglas en inglés). Claro que la intervención dependerá totalmente del tirante de agua que se encuentren los equipos submarinos, si el tirante es indicado para realizar las tareas por medio de un buzo (profundidad, temperatura etc.), será un árbol asistido por buzo, de lo contrario, será asistido por ROV; e inclusive también la instalación o conexión puede realizarse mediante dos procedimientos: con líneas guía o sin ellas.

2.3.3.1. Con asistencia de buzos

Los árboles que pueden ser instalados mediante el apoyo de un buzo en las tareas de instalación o mantenimiento son conocidos como árboles tipo *Guideline Diver Assist*[20]. De cual, se destacan las siguientes características[19]:

- Utiliza embarcaciones flotantes con capacidad de perforación de pozo en tirantes de agua de 200 a 700 ft. (60 a 210 m aprox.).
- Los buzos realizan las conexiones de las líneas de flujo y/o las interfaces de control de producción durante la instalación.
- Las actividades de intervención pueden ser sin asistencia de buzos o con funciones menores por parte de estos.

Figura 2.15. Árbol submarino asistido por buzo (*guideline diver assist*)[20]

2.3.3.2. Con líneas guía y sin asistencia de buzos

Conforme las condiciones se vuelven inoperables e inclusive no sólo por las condiciones, sino porque el mismo equipo lo requiere, puede ser instalado sin la necesidad de un buzo y mediante líneas guía para su viaje y como su nombre lo indica, como guía para su asentamiento; a este tipo de árboles se conoce como *Guideline Diverless*. De cual, se destacan las siguientes características[19]:

- ❖ Se instala desde embarcaciones flotantes en tirantes de agua de 200 a 3,000 ft. (60 a 914 m aprox.).
- ❖ Funciona con líneas guía sin asistencia de buzos para las actividades de instalación o intervención.
- ❖ La operación remota se puede combinar con la intervención de ROV´s.

Figura 2.16. Árbol submarino con líneas guía y sin asistencia de buzos (*guideline diverless*)

2.3.3.3. Sin líneas guía y sin asistencia de buzos

Tipo de árboles que son instalados principalmente en aguas profundas, y que en conjunto con las instalaciones existentes para las operaciones de perforación y terminación, se instala este árbol sin líneas guías y por supuesto, sin asistencia de buzos. Básicamente ese tipo de instalación es apoyada mediante las herramientas de descenso de equipo como lo son: tubería de perforación, ROV's en el fondo para supervisar la instalación así como de sonares y equipo embarcaciones con posicionamiento dinámico. A este equipo se le conoce como *Guidelineless Diverless*. De cual, se destacan las siguientes características[19]:

- Se instala en tirantes de agua mayores a 1,800 ft (550 m aprox.) desde embarcaciones con posicionamiento dinámico.
- Sistema de re-entrada sin líneas guía.
- Sistema de posicionamiento.
- Sistemas de conexión de líneas de flujo sin líneas guía.

Figura 2.17. Árbol submarino sin líneas guía y sin asistencia de buzos (*guideline diverless*)[2]

2.3.4. Nueva tecnología

Largos periodos de reparación de los equipos, tirantes de agua cada vez mayores así como estrictas consideraciones ambientales y altos costos de inversión, instalación y mantenimiento son actualmente los desafíos que enfrentan los sistemas submarinos por lo que el desarrollo de la tecnología ha venido incrementándose en conjunto con la demanda actual de los recursos naturales.[17]

Dentro de las innovaciones de los fabricantes en la tecnología de los árboles, de la misma forma que FMC Tecnologies implementa mejoras en los diseños de sus árboles, Cameron no tenía que ser la excepción, ya que ofrece un árbol completamente eléctrico, que a raíz de las limitaciones de los sistemas electrohidráulicos, ofrece atractivas ventajas y beneficios operaciones tanto como económicos.

Las características de este quipo son[19]:

- Sistema totalmente eléctrico.
- Más confiable al operar válvulas y estranguladores con energía eléctrica.
- Reduce costos en el sistema umbilical que controla al árbol, ya que se elimina el suministro hidráulico.

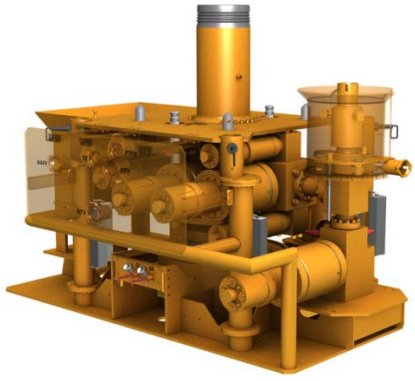


Figura 2.18. Árbol Eléctrico propiedad de Cameron[18]

De manera general podemos describir las ventajas y desafíos que estos sistemas actualmente enfrentan[17, 18]:

Ventajas

- El costo de las intervenciones es reducido.
- El tubing puede ser removido sin quitar el árbol y las líneas de flujo.
- La herramienta de instalación es sencilla.
- La altura es reducida.
- Tiempo de respuesta en la apertura y cierre de válvulas es inmediato.

Desafíos

- Falla en los actuadores de la válvula de seguridad.
- Estranguladores controlados eléctricamente.
- Minimizar cargas eléctricas.
- Sistema de control.
- Válvulas de fondo seguras.
- Suministro de energía de calidad a mayores profundidades.

2.4. COMPONENTES

Los árboles submarinos independientemente del tipo, contienen componentes principales en común de los cuales podemos destacar los siguientes:

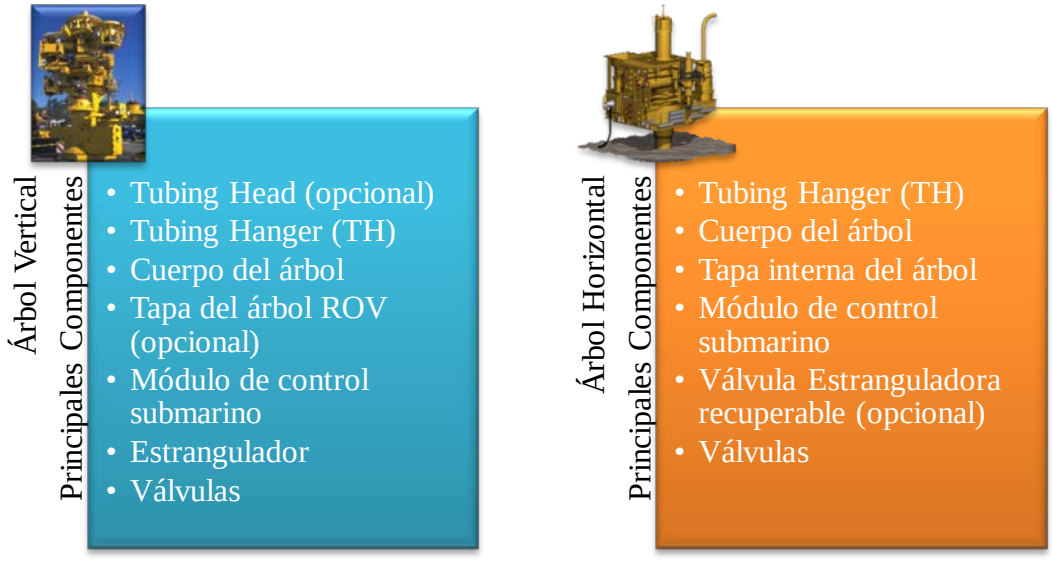


Figura 2.19. Principales componentes de los sistemas de árboles submarinos[18]

2.4.1. Tapa del árbol

Las tapas de los árboles juegan un papel importante en el funcionamiento de los mecanismos internos del árbol, en la protección de este, pero sobre todo en las intervenciones al pozo.

a) Árbol Convencional

Para los árboles convencionales la tapa del árbol cuenta con componentes que sirven como protección o sello de los agujeros tanto de producción como del espacio anular, así mismo actúa como protección de las válvulas de acceso (swab valve) protegiendo la parte superior del árbol de los ambientes submarinos. Algunas tapas son usadas como una herramienta que sirve como puente o como punto de conexión entre los sistemas de control y las funciones internas del árbol (válvulas, medidores, etc.).[24]

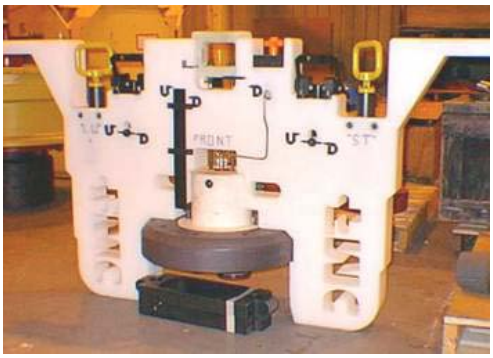


Figura 2.20. Tapa de un árbol vertical mejorado propiedad de FMC[2]

b) Árbol Horizontal

Para los árboles horizontales, la capa interna sirve como elemento de sello y protección del agujero del árbol proporcionando una doble barrera en el agujero de producción. Sin embargo la principal función de la tapa externa es la de proveer la comunicación al pozo, cuando este se va a intervenir. Así mismo al igual que en los arboles verticales, las tapas externas de los arboles horizontales sellan y protegen la parte superior del árbol de las condiciones submarinas externas a él.[24]

Figura 2.21. Tapa de un árbol horizontal, propiedad de Cameron[17]

2.4.2. Colgador de tubería de producción (tubing hanger)

El tubing hanger es un tubo de acero con características especiales cuya función es proporcionar una interface entre el cabezal del pozo y el árbol submarino, este componente funciona como el cabezal de la tubería de producción. Dependiendo el tipo de árbol, dependerá donde se encuentre alojado, si nos referimos a un árbol convencional, entonces el tubing hanger estará alojado en el cabezal (wellhead) o en el tubing head si contempla el ensamblaje de conversión; por el contrario, si es un árbol horizontal, estará contenido dentro de este.[22]

Entre otras funciones que cumple este colgador están[22]:

- Suspensión de la tubería de producción.
- Cerrar el espacio anular del pozo.
- Como bloqueo dentro del cabezal o del cuerpo del árbol que resiste el despliegue de cargas causadas por el crecimiento de presiones y temperaturas de la tubería de producción.
- Producción directa dentro del árbol.
- Aislamiento del espacio anular.
- Proporcionar un camino para la intervención por ambos espacios, producción y anular.

Los múltiples agujeros que contienen los tubing hangers requieren orientación con respecto a la base guía permanente, para asegurar que el árbol encaje con el tubing hanger cuando sea instalado. En un árbol horizontal, los tubing hangers se orientan con la salida horizontal de la producción contenidos en estos, para proporcionar un pasaje de flujo suave entre el tubing hanger y el árbol horizontal.[22]

A continuación se muestran los esquemas de las estructuras de los tubing hangers.

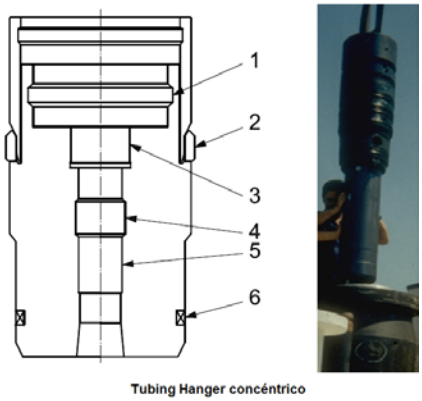


Figura 2.22. Configuración de un tubing hanger empleado en un árbol horizontal[17, 22]

1. Running tool latching groove (ranura de anclaje de herramienta de instalación)
2. Lockdown (anclaje, amarre)
3. Stab sub seal pockects (canastilla del sello del conector)
4. Wireline plug profiles (perfiles para el tapón con línea de acero)
5. Agujero de producción
6. Sellos

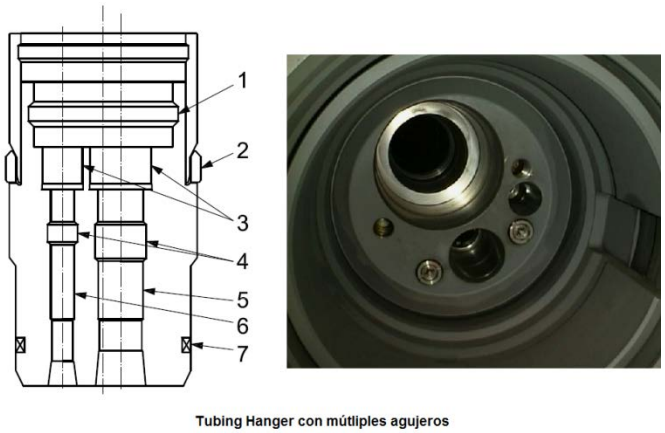


Figura 2.23. Configuración de un tubing hanger empleado en un árbol convencional[17, 22]

1. Running tool latching groove (ranura de anclaje de herramienta de instalación)
2. Lockdown (anclaje, amarre)
3. Stab sub seal pockects (canastilla del sello del conector)
4. Wireline plug profiles (perfiles para el tapón con línea de acero)
5. Agujero de producción
6. Agujero anular
7. Sellos

2.4.3. Módulo de control submarino

Es un dispositivo de presión compensado que se llena con fluido dieléctrico y que controla la hidráulica y funciones asociadas con el árbol o el manifold para la apertura y cierre de válvulas de producción, inyección de químicos y control de la SCSSV.[18]

Figura 2.24. Módulo de control submarino propiedad de Cameron.

El SCM contiene la electrónica, instrumentación y sistemas hidráulicos para la operación eficiente y segura de las válvulas del árbol submarino, estranguladores, y válvulas de fondo.

2.4.4. Estrangulador

El estrangulador es un mecanismo empleado para el control de la presión y el flujo en el árbol, obteniendo seguridad y optimización en la producción.

Entre otras funciones se encuentran[25]:

- Apertura y el cierre del pozo.
- Reduce la presión en las líneas de flujo.
- Controla el flujo para alargar la vida de producción.
- Protege las válvulas del árbol de altas presiones durante la apertura y cierre.

En los ambientes de producción costa afuera existen dos tipos de estranguladores: los *no recuperables* y los *recuperables*, ofreciendo el segundo mayores ventajas de operación y costos.

No Recuperables:	Recuperables:
Usados en aguas someras .	Se usan principalemente en aguas profundas.
Tiene amplias aplicaciones tanto en producción como en inyección de agua y bombeo neumático.	Tiene amplias aplicaciones tanto en producción como en inyección de agua y bombeo neumático.
Localizado en el árbol o manifold; permanentemente montado en una estructura submarina y puede ser manual o actuado.	Proporciona flexibilidad para cambiar camisas basados en el perfil del pozo.
Puede ser ajustado mediante un actuador, ROV o buzo.	Instalación y recuperación con o sin asistencia de buzos.

Tabla 2.2. Tipos de estranguladores propiedad de Cameron[25]

Las partes principales de un estrangulador son:

- Indicador de posicionamiento: elemento que se encarga de proveer un posicionamiento seguro y confiable en la instalación de este componente.
- Actuador: el actuador es un sistema que se encarga de actuar, controlar y operar la apertura y cierre del estrangulador.
- Ensamble de amarre: ensamble que tiene la función de proveer los elementos necesarios para lograr una unión con el árbol submarino.
- Cuerpo del estrangulador: estructura metálica por donde pasan los fluidos.
- Elemento de estrangulamiento: elemento que estrangula el flujo que pasa a través del cuerpo estrangulador, este funciona por medio de su apertura y cierre.
- Conector para el sistema de control: componente que permite la conexión de los sistemas de control con el fin de controlar y operar el actuador.
- Elemento mecánico de estrangulamiento: componente que permite la apertura y cierre mecánico del estrangulador.

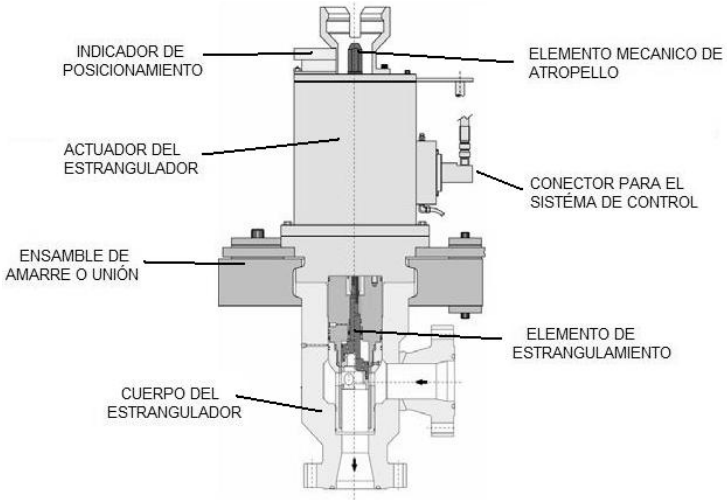


Figura 2.25. Configuración de un estrangulador propiedad de Cameron[3]

2.4.5. Válvulas

Una válvula es un aparato, mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación de líquidos o gases mediante una pieza móvil que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos.

Las aplicaciones de las válvulas pueden ser de tipo superficial o submarinas, aquí dos ejemplos de válvulas de compuerta de Cameron. De lado izquierdo es para aplicaciones superficiales, del otro lado para submarinas. La más notable diferencia es el método manual presente de apertura y cierre de la válvula superficial y no en la submarina.[26]

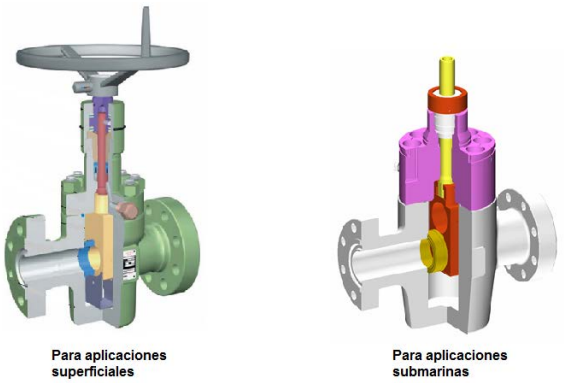


Figura 2.26. Válvulas de compuerta según su aplicación, propiedad de Cameron[26]

2.4.5.1. Componentes y partes básicas de una válvula

Las válvulas constan principalmente de dos piezas[21]:

- El cuerpo: el cuerpo de la válvula es el elemento principal que mantiene juntos todos los componentes de la válvula, es la primera barrera de presión para resistir las cargas de presión del fluido de la tubería.
- El actuador: existen dos tipos de actuadores; operados manualmente y los actuadores operados automáticamente. El primero es operado por maneral mientras que el último es controlado vía motores eléctricos, neumáticos, hidráulicos, o electro-hidráulicos. Válvulas submarinas son operadas usualmente hidráulicamente.

La figura 2.27 siguiente muestra los componentes y partes básicas de las valvulas superficiales y submarinas.

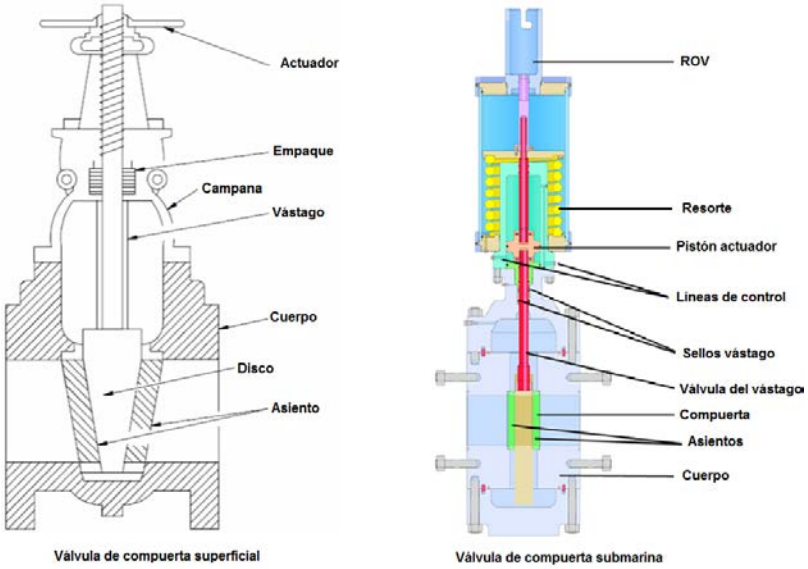


Figura 2.27. Componentes de las válvulas superficial y submarina[21, 26]

2.4.5.2. Tipos

Debido a que este trabajo se enfatiza en los árboles submarinos, se tratará a detalle las válvulas submarinas, tomando a consideración que las válvulas superficiales están fuera del objetivo de esta documentación. Dentro de las válvulas para aplicaciones submarinas, en especial en el árbol submarino de producción, podemos destacar los siguientes tipos:

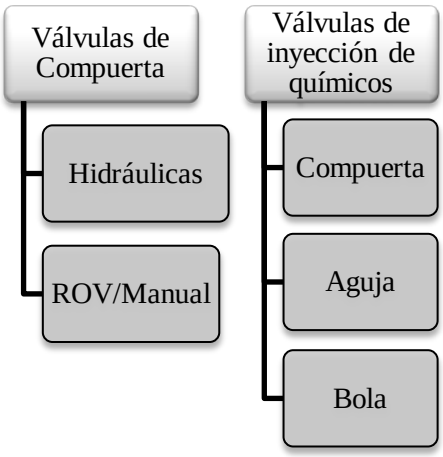


Figura 2.28. Tipos de válvulas en los árboles submarinos[26]

2.4.5.2.1. Hidráulicas

El actuador de las válvulas hidráulicas manejan presiones de control que van desde 3,000 a 5,000 psia, en profundidades de hasta 10,000 ft.

Su cuerpo de las estas válvulas manejan diámetros de paso que van desde 2-5 in, con presiones en el agujero de 2,000 a 15,000 psia.

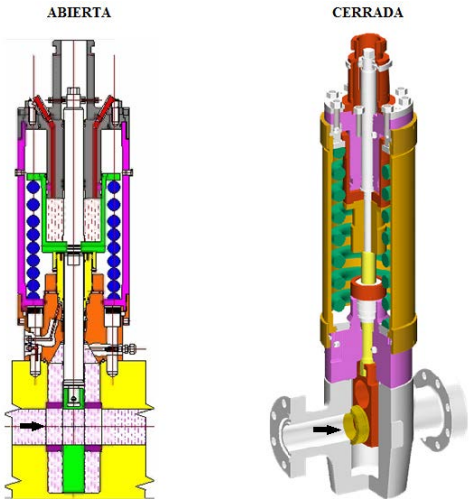


Figura 2.29. Posiciones de una válvula hidráulica propiedad de Cameron[26]

2.4.5.2.2. ROV/manual

Como su nombre lo indica, este tipo de válvulas son operadas o intervenidas con ayuda de un ROV, o en su caso manipuladas manualmente por asistencia de buzos. Los tamaños de diámetros de paso a través del cuerpo de estas válvulas van desde 2–5 in con presiones de operación desde 2,000 a 15,000 psia.

Las figuras a continuación muestran las válvulas según su intervención:

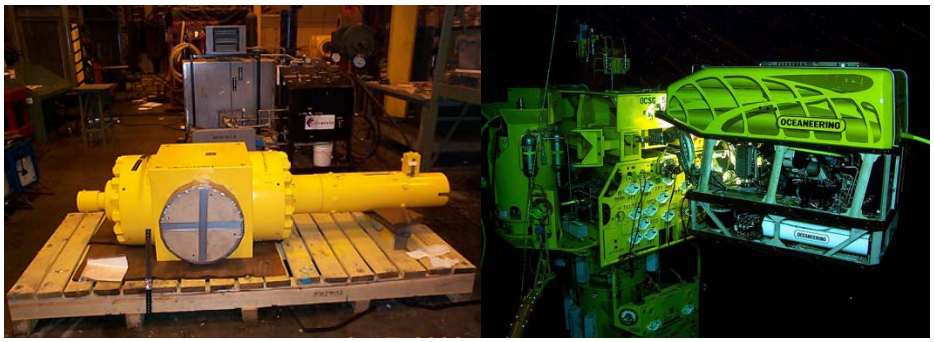


Figura 2.30. Válvula de tipo ROV propiedad de Cameron[26]

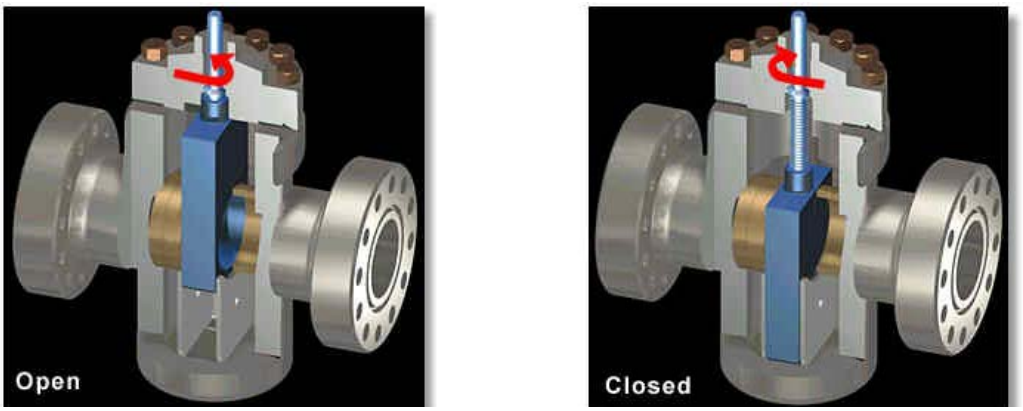


Figura 2.31. Válvulas manuales[26]

2.4.5.2.3. De inyección

Este tipo de válvulas son comúnmente empleadas para la inyección de químicos que faciliten el transporte de los hidrocarburos a través del pozo o redes de recolección e inhiban la formación de tapones orgánicos e inorgánicos.

Existen tres tipos de válvulas de inyección: tipo compuerta, de aguja o de bola y pueden ser operadas mediante ROV o manualmente. A continuación se muestra en la figura 2.32 dos tipos de válvulas comúnmente encontradas en los árboles submarinos de producción.

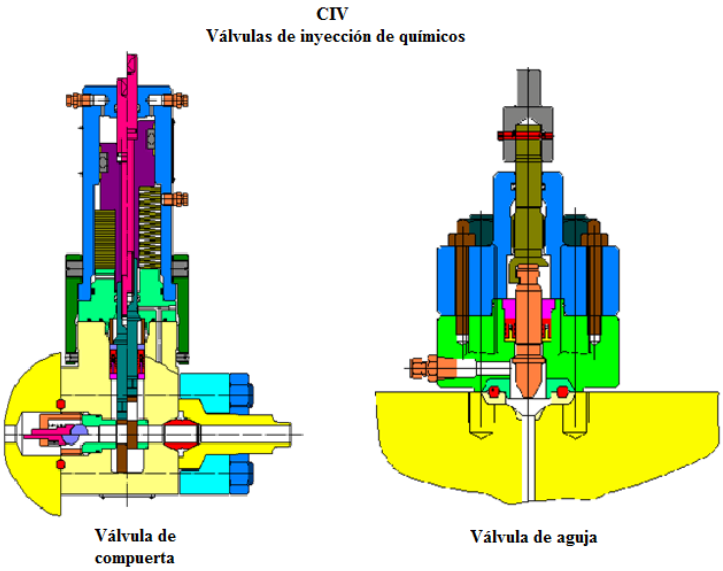


Figura 2.32. Válvulas de inyección[26]

2.4.5.3. Válvulas del árbol

Como se mencionó anteriormente, el número de válvulas así como su arreglo dependerá del tipo de árbol (convencional u horizontal). A continuación se describirán las válvulas y su acrónimo encontrados en los árboles submarinos[17, 22]:

a. **Válvulas Maestras (Master Valves)**.- En un árbol vertical, cualquier válvula en el agujero vertical del árbol entre el cabezal y la salida del árbol puede ser definida como una válvula maestra. Puede tener una o más válvulas maestras dentro del agujero vertical de producción y en el espacio anular; usualmente son dos, superior (UMV) e inferior (LMV) los cuales consisten en un doble arreglo de bloques usados para aislar el pozo.
   Mientras que en un árbol horizontal, la válvula alojada entre el brazo horizontal fuera del cuerpo del árbol y el tubing hanger en el camino de flujo de la producción puede ser definida como válvula maestra de producción (PMV). La válvula alojada en el agujero del espacio anular debajo del tubing hanger puede ser definida como válvula maestra anular. Un árbol horizontal submarino puede tener una o más válvulas en cada uno de los caminos de flujo de la producción.
b. **Válvulas Laterales (Wing Valves)**.- En el árbol vertical, la válvula lateral es una válvula en el montaje del árbol que controla la producción o también el flujo en el espacio anular y que no se encuentra en el agujero vertical del árbol, sino del lado de la salida de la producción o del espacio anular.
   En el árbol horizontal, la válvula lateral se encuentra aguas abajo de la válvula maestra en ambos caminos de flujo, producción y espacio anular. Usualmente hay una válvula lateral por cada camino de flujo, una para la producción (PWV) y una para servicio (AWV).

c. **Válvulas superiores de ingreso (Swab Valves)**.- cualquier agujero que pasa a través del ensamble del árbol submarino y que generalmente es usado en operaciones de intervención están equipados con válvulas de ingreso, conocidas como válvulas superiores de ingreso las cuales se encuentran en el agujero productor como en el espacio anular (PSV & ASV).Son dispositivos que permiten el acceso vertical dentro del árbol pero que no son abiertas durante el flujo de la producción; estos dispositivos pueden ser tapas, conectores, tapones o válvulas.

d. **Válvulas de cruce (Crossover Valves)**.- una válvula de cruce (XOV) es una válvula opcional que, cuando es abierta, permite la comunicación entre los caminos del espacio anular y la producción, el cual normalmente están aislados.

e. **Válvulas de inyección química (Chemical Injection Valves)**.- como se mencionó anteriormente, estos dispositivos son comúnmente empleados para el aseguramiento de flujo así como un mecanismo de prevención en la formación de tapones orgánicos que generan una obstrucción en el camino de flujo de la producción, en el espacio anular y/o en las demás válvulas instaladas en el árbol.

Otras válvulas pueden ser adicionadas cuando lo requiere la legislación o los requerimientos de los proyectos con respecto a la operación, proceso y/o requerimientos de intervención. A continuación se ilustra esquemáticamente la mínima configuración que solicita los requerimientos para los árboles.[22]

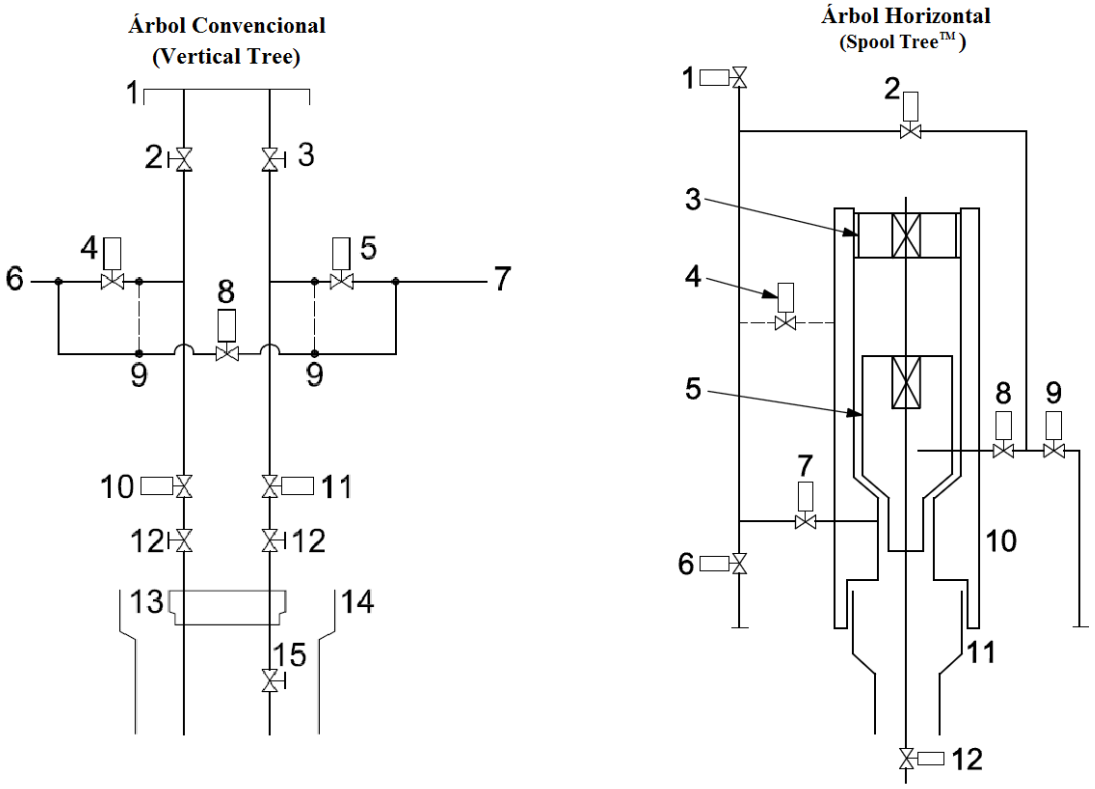


Figura 2.33. Mínima configuración según la norma API 17D

Árbol convencional (Vertical Tree)

1. Tapa
2. ASV
3. PSV
4. AWV
5. PWV
6. Espacio anular
7. Producción
8. XOV
9. Opcional
10. AMV
11. PMV
12. Válvula maestra opcional
13. Tubing hanger
14. Cabezal
15. SCSSV

Árbol horizontal (Spool Tree™)

1. ASV
2. XOV
3. Tapa del árbol
4. AWV
5. Tubing hanger
6. AWV
7. AMV
8. PMV
9. PWV
10. Cuerpo del árbol
11. Cabezal
12. SCSSV

2.5. DISEÑO

Muchos factores intervienen en el diseño de un árbol, algunos factores son predeterminados por el pozo mismo y otros gobernados por el operador y/o fabricante. De manera simplificada, podemos definir a cuatro principales interfaces que gobiernan el diseño de un árbol submarino de producción: *el pozo, los controles, líneas de flujo y el cabezal.* [2, 27]

- → *El pozo*: tamaño de la TP, presión, temperatura, tipo de material, propiedades del fluido, gasto de producción, terminación.
- → *Controles*: directo, piloteado, Electro/Hidráulico.
- → *Líneas de Flujo*: tamaño de la línea de flujo, presión, tipo de conexión.
- → *Cabezal*: mudline vs submarino, perfilador y junta externa, TR's y su ubicación

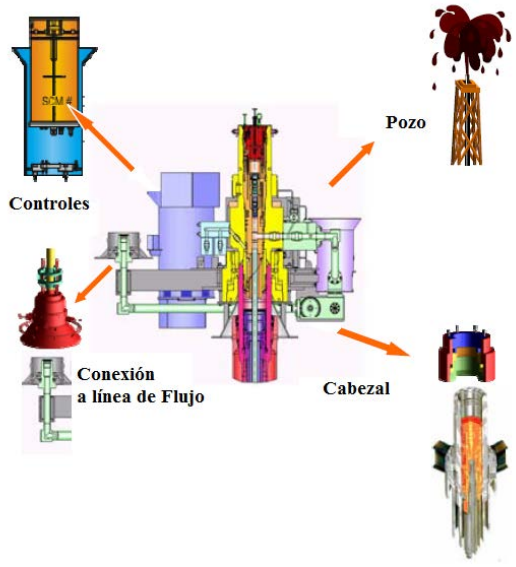


Figura 2.34. Interfaces que gobiernan el diseño de un árbol submarino

2.5.1. Estándares de referencia

Como en todas las industrias y sobre todo la industria petrolera, existen organismos reguladores como la American Petroleum Institute por mencionar algunas. Otras más, encargados de vigilar y establecer estándares de referencia. Para el diseño y fabricación del árbol submarino de producción se consideran las siguientes:

- API 6A – Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
- API RP 17A – Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Equipment
- API 17D/ISO 13628-4 – Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment
- AWS D1.1 – Structural Steel Welding Code
- API RP 6 AR for Repair and Remanufacture
- API RP 14D – Recommended Practice for Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Service
- API RP 14H – Recommended Practice for Installation, Maintenance and Repair of Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves Offshore
- The U.S. Department of Energy Guidance Notes on Offshore Installations: Guidance on Design, Construction and Certification, part II, Section 43.
- NACE MRO175 Petroleum and natural gas industries- Materials for use in H2S containing environments in Oil and Gas production.

2.5.2. Consideraciones de diseño

Estos son algunas consideraciones para la selección de árboles submarinos[3, 19]:

- **Tipo de aparejo**: Condiciona el tipo de sistema de cabezal a usar y en general el tipo de árbol (por ejemplo mudline o marino). Esto también impacta el manejo del árbol y limita que tan grande puede ser el árbol en altura y peso.

- **Tamaño del agujero**: El tamaño depende de la tubería de producción, se utilizan rangos de 3” a 5” pero pueden llegar a ser hasta 7” para el agujero de producción, la cual está en relación con el volumen de producción planeado para el pozo y del empleo de un sistema artificial de producción. Normalmente para el espacio anular son 2”.

- **Presión máxima permisible**: Depende de la presión de cierre del pozo, la mayor presión permisible que se tiene hoy en día es hasta de 20,000 psi aunque la norma API 17A permite solo una presión máxima permisible de 15,000 psi.

- **Profundidad de tirante de agua**: Este factor determina si el árbol puede ser instalado con líneas guía o sin líneas guía, lo que impacta sobre el diseño de las herramientas, el sistema de control y el diseño de los actuadores de las válvulas.

- **Tipo de material** (API 6A): Depende de los fluidos producidos, mientras más alta sea la calidad o clasificación, más alto es el costo. La existencia de H_2S y CO_2 requerirá de un material para el árbol con características superiores. La mayoría de los árboles son clasificación EE y FF. Los diseños con clase HH son más caros debido al material y a los costos de recubrimiento.

Clase de material	Cuerpo, bonete, extremos y conexiones de salidas	Partes de control de presión, Vástago y colgadores de mandril
AA – Servicio General	Acero al carbono ó de baja aleación	Acero al carbono ó de baja aleación
BB – Servicio General	Acero al carbono ó de baja aleación	Acero inoxidable
CC – Servicio General	Acero inoxidable	Acero inoxidable
DD – Servicio amargo	Acero al carbono ó de baja aleación	Acero al carbono ó de baja aleación
EE – Servicio amargo	Acero al carbono ó de baja aleación	Acero inoxidable
FF – Servicio amargo	Acero inoxidable	Acero inoxidable
HH – Servicio amargo	Aleación resistente a la corrosión	Aleación resistente a la corrosión
ZZ – Servicio amargo	Definido por el usuario	Definido por el usuario

Tabla 2.3. Clasificación del material de acuerdo a lo establecido en NACE MR0175/ISO 15156

- **Clasificación de Temperatura** (API 6A): Los rangos de temperatura a los que trabajan los árboles es de 35°F a 250°F (2°C a 120°C). Normalmente para un árbol submarino es S, T y/o U. El rango afecta el tipo de elastómeros a usar.

Denominación de la Temperatura, por API Spec 6A/ISO 10423	Rango de operación (°F) (Min.)		(Máx.)	Rango de operación (°C) (Min.)		(Máx.)
K	-75	a	180	-60	a	82
L	-50	a	180	-46	a	82
N	-50	a	140	-46	a	60
P	-20	a	180	-29	a	82
R	Temperatura ambiente			Temperatura ambiente		
S	0	a	140	-18	a	60
T	0	a	180	-18	a	82
U	0	a	250	-18	a	121
V	35	a	250	2	a	121

Tabla 2.4. Denominación de la temperatura API 16A/ISO 10423

- **Configuración de válvulas**: La configuración de válvulas es de gran importancia y estas pueden ser automáticas a modo de falla segura, operadas manualmente, por medio de ROV, hidráulicamente, electro-hidráulicamente o eléctricamente.

- **Sistema de conexión de líneas de flujo**: Cuantas conexiones, cuales son los tipos de conexiones, cual es la presión de trabajo.

- **Equipo de perforación**: Esto impacta en el manejo del árbol y sus limitaciones.

- **Cargas externas sobre el árbol**: Estas pueden ser causadas por el ambiente en el que se encuentra el árbol, por la instalación, cargas acopladas.

- **Capacidad de intervención:** La intervención de los árboles pueden ser con ROV o con buzo por lo que afecta en su diseño, ya que se debe contar con funciones de respaldo, componentes recuperables para el mantenimiento, reparación o sustitución, así como si la interface con el ROV puede o no ser de diseño estándar, etc.

- **Control del árbol**: Normalmente controles tipo hidráulico en alguna de las variantes - directo (DH) sistema electro-hidráulico de control multiplexado (MUX)- o bien, todo eléctrico.

- **Requerimientos funcionales**: Es muy importante que durante la etapa de diseño y el establecimiento de los requerimientos operacionales de los árboles submarinos, se tomen en cuenta otros aspectos en el diseño tales como aislamiento térmico, compatibilidad material-fluido, requerimientos del estrangulador, requerimientos de carga, así como su manejo, almacenamiento y mantenimientos basados en planes de calidad para lograr así, asegurar la máxima disponibilidad como seguridad del equipo durante la operación del mismo.

2.6. SELECCIÓN

Ahora que se conocen los tipos de árboles y su consideraciones de diseño, es importante elegir el adecuado no sólo en función de las necesidades del pozo y el operador, sino también desde el aspecto económico y de vida del campo, debido que este tipo de factores impactarán significativamente en una correcta selección del equipo a instalar; es así como presentaremos los factores clave en la selección de los árboles submarinos así como las ventajas de elegir el correcto según los requerimientos y las condiciones de operación.

2.6.1. Factores clave en la selección de árboles

Cabe tomar en cuenta que la relevancia de los proyectos costa fuera en comparación con los de tierra no radica solamente en el amplio margen de riesgo que estos presentan, sino que también en sus costos de realización, en mayor parte debido a los altos costos de adquisición y renta de los equipos. Por tal razón, la optimización de la selección de la arquitectura submarina tanto como de los equipos resulta ser un proceso de suma importancia, por lo que podemos considerar algunos factores clave en la selección de los árboles los cuales nos proporcionan, de manera general, aspectos fundamentales durante la etapa de selección del árbol submarino de producción.[27]

Recursos disponibles

- Actuales instalaciones de producción en superficie compatibles a las soluciones de los árboles mojados, ya que en el desarrollo de los proyectos la incorporación de nuevos pozos pueden aprovechar instalaciones actuales.

Costos del ciclo de vida (costo de plataforma, intervención, OPEX, etc.)

- Soluciones a los altos mantenimientos de aseguramiento de flujo, es decir, pozos donde se requieren intervenciones y/o mantenimiento frecuente, el empleo de los árboles mojados ofrecen amplia compatibilidad con distintos equipos de intervención.
- Los mayores gastos de capital soportan las soluciones de los árboles mojados, es decir, en instancias donde el aprovechamiento de equipos submarinos como manifolds o sistemas artificiales de producción son compatibles con los árboles mojados.
- Temprano retorno de la inversión en los proyectos con empleo de los árboles mojados.

Perforación

- Las reservas más allá del alcance de la plataforma compatibles con las soluciones de los árboles mojados.
- El costo de perforación de alcance extendido en comparación con líneas de flujo submarinas y umbilicales serán un factor en la decisión de elegir mojado o seco.

Tirante de agua y criterios oceánicos

- Aguas profundas, condiciones meteorológicas más duras compatibles con las soluciones de los árboles mojados.

2.6.2. Consideraciones de selección

Antes de comenzar el proceso de selección del árbol submarino, debemos tener en cuenta ciertas consideraciones que marcarán el rumbo de una correcta selección. Tales consideraciones deben ser establecidas y definidas en conjunto con el equipo de trabajo, operación y los fabricantes, para lograr así, satisfacer las necesidades tanto operativas como del cliente.[18]

- La decisión sobre la arquitectura submarina debe estar establecida y bien definida.
- El diámetro de la tubería de revestimiento es un factor preponderante para conocer los diámetros internos de la tubería de producción y del espacio anular, para determinar así el árbol adecuado según las especificaciones antes mencionadas.
- Los miembros del equipo del proyecto (con experiencia en árboles submarinos preferentemente) deben ser asignados para evaluar los árboles.
- Debe existir un proceso de comunicación claro entre los ingenieros de diseño, el equipo de perforación y el equipo de producción. Se debe generar una lista de suposiciones que puede permitir comparaciones entre los diferentes tipos de árboles (horizontal vs vertical) de diferentes vendedores (FMC, Cameron, Vetco, Aker, Kvaerner, Drill Quip).

Dado que el objetivo del trabajo está enfocado a los árboles submarinos de producción, se da por entendido el árbol es mojado, más aún, si estamos hablando de aguas profundas; por lo que a continuación se presentan controladores de decisión entre los árboles convencionales y los horizontales, o en su caso, nueva tecnología.[2]

Árbol Horizontal

- El controlador financiero son "los costos de inversión instalados en el campo".
- Proyectos que cuentan con pozos que no pueden justificar los gastos del riser de terminación.
- Pozos de alta producción o multilaterales (tienen necesidad de gran diámetro ≥7").
- Yacimientos complejos o intervenciones frecuentes que requieren la recuperación de la tubería.
- Tecnología Bombeo Electrocentrígugo

Árbol Vertical

- El controlador financiero son "los costos operativos durante el ciclo vida del campo".
- Proyectos que cuentan con pozos que pueden justificar y aprovechar las inversiones de los sistemas de terminación con riser.
- Pozos de baja producción (diámetro pequeño)
- Yacimientos simples o con baja frecuencia de intervención que requieren la recuperación de la tubería.
- Alta presión - difíciles problemas de control.

De manera general, podemos recomendar que el empleo del árbol horizontal tiene mayores ventajas sobre el convencional, ya que su costo de instalación/intervención es reducido significativamente, el tubing hanger puede ser retirado sin la necesidad de retirar el árbol o intervenir las líneas de flujo, ofrece amplio diámetro de producción, reducción en tamaño y en consecuencia en peso y carga sobre el cabezal, por mencionar algunas otras más.[17]

2.6.3. Costos

Para evaluar el costo de un árbol submarino debemos detenernos un poco en analizar no sólo lo que cuesta adquirirlo, sino en aspectos tales como se muestra a continuación[18]:

- Costo inicial propuesto por el vendedor (IC)
- Costo de instalación (C).- renta diaria del buque o plataforma necesaria para su instalación.
- Costo de reparación (WC).- con equipo que puede ser de torre con actividades sencillas o actividades dobles.
- Costo de la vida del campo (LC).- frecuencia o ritmo de reparaciones, accesibilidad del las instalaciones necesarias para la intervención.

De tal forma que, una evaluación total de todos y cada uno de los aspectos antes mencionados nos dará un enfoque de los gastos involucrados en la vida de los árboles submarinos como se muestra a continuación:

$$Evaluación\ Total\ del\ Árbol\ Submarino = IC + C + WC + LC$$

CAPÍTULO III
INTRODUCCIÓN AL MODELO DE CONFIABILIDAD

3.1. MODELO DE CONFIABILIDAD Y ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO TÉCNICO PARA SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS

Buen desempeño de confiabilidad en los equipos submarinos empleados en la producción de hidrocarburos ha tenido un impacto significante en la disponibilidad de la producción y en los costos del ciclo de vida de los sistemas. Particularmente para aplicaciones remotas en aguas profundas donde los costos de intervención para reemplazar o reparar las fallas en los equipos son muy altos.[28]

Sin embargo, cabe destacar que el logro en el desempeño de confiabilidad y disponibilidad de los sistemas en los proyectos asciende fundamentalmente de la administración de confiabilidad y los riesgos técnicos en los proyectos además de las estrategias adoptadas por los equipos de trabajo para abordar la confiabilidad. Por ejemplo, una de las estrategias de confiabilidad más ampliamente adoptadas por los equipos de trabajo consiste en enfatizar el uso de tecnología probada y respaldarla con un buen control de calidad en la manufactura. Sin embargo, este enfoque no es sencillo de aplicar en proyectos que requieren el uso de nueva tecnología o donde la aplicación se extiende más allá de la experiencia previa de funcionamiento. Esto quiere decirnos que donde quiera que haya un cambio, el operador y el equipo de diseño deben invertir esfuerzos en la comprensión de los riesgos que estos cambios provocan y las medidas adecuadas para manejarlos.[28]

Contrariamente, pobre confiabilidad puede tener un impacto negativo en todas las organizaciones involucradas en el diseño, fabricación, instalación y operación de equipos submarinos. La complejidad de los desafíos técnicos y la administración de los proyectos submarinos requieren atención a los detalles para lograr alcanzar altos niveles de desempeño en los equipos submarinos. Por ejemplo, un problema enfrentado por los fabricantes en la industria submarina es la amplia diversidad de enfoques y requerimientos de confiabilidad adoptados por diferentes operadores. Por tal razón, la American Petroleum Institute (API) recomienda la práctica 17N para apoyar a la industria submarina en la implementación de sistemas administración de confiabilidad para proyectos submarinos. La API RP 17N proporciona una mayor oportunidad para toda la industria submarina en adoptar un enfoque común en la administración de la confiabilidad y el riesgo técnico y el cual describiremos brevemente a continuación.

3.1.1. Principios del modelo

La clave para un exitoso sistema de administración de confiabilidad es desarrollar comprensión y control de todos los diversos elementos (o riesgos) que pueden prevenirse en el diseño, fabricación, instalación y operación de un sistema submarino confiable. La herramienta clave empleada para lograr esto es la *definición, planeación, implementación y retroalimentación.* Inicialmente, tienen que ser identificados (*definición*) los riesgos del proyecto en alcanzar la deseada confiabilidad y disponibilidad mediante el conocimiento y experiencia previa de proyectos similares o desarrollos tecnológicos. Después, desarrollar un plan (planeación) de actividades adecuado para abordar los riesgos y ser llevado a cabo (implementación). Finalmente, los resultados del trabajo deben ser capturados y comunicados (retroalimentación) a aquellos que necesitarán la información para la etapa subsecuente del proyecto o actividad.[28]

Sin embargo, el objetivo de este modelo es la ejecución del proyecto, que es descrito prácticamente como un número de actividades integradas de administración de confiabilidad y riesgo técnico las cuales han sido arregladas dentro de un ciclo de cuatro pasos básicos como se ilustra en la figura a continuación:

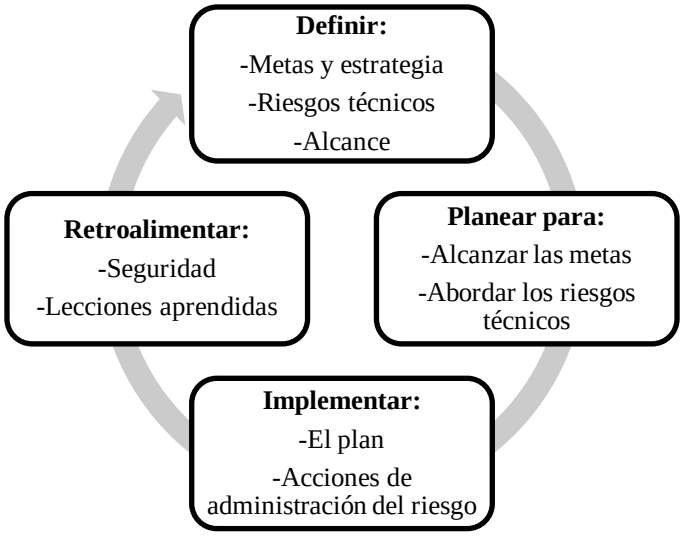


Figura 3.1. Definir, planear, implementar y retroalimentar.[29]

Debido a que todos los proyectos en la industria costa fuera progresan a través de distintas etapas, la API RP 17N sugiere adoptar los siguientes enfoques en los análisis de confiabilidad y riesgos técnicos, a las diferentes etapas de proyecto. Con la finalidad de homologar el conocimiento sin importar cómo las compañías desarrollen sus proyectos a lo largo del ciclo de vida de sus campos.

La aplicación del modelo de confiabilidad, dependerá de la etapa de aplicación en la que se esté llevando a cabo, en la explotación de campos en aguas profundas, la metodología FEL (Front-End Loading por sus siglas en inglés) es una herramienta para la planeación y ejecución de proyectos que permite evaluar los escenarios y definir las actividades, desde la fase de planeación, instalación, operación y abandono de los equipos. En la figura 3.2, se muestran los enfoques homologados a las etapas en el modelo de desarrollo de campos y las consideraciones de aplicación del análisis según su etapa de aplicación.

MODELO DE DESARROLLO DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

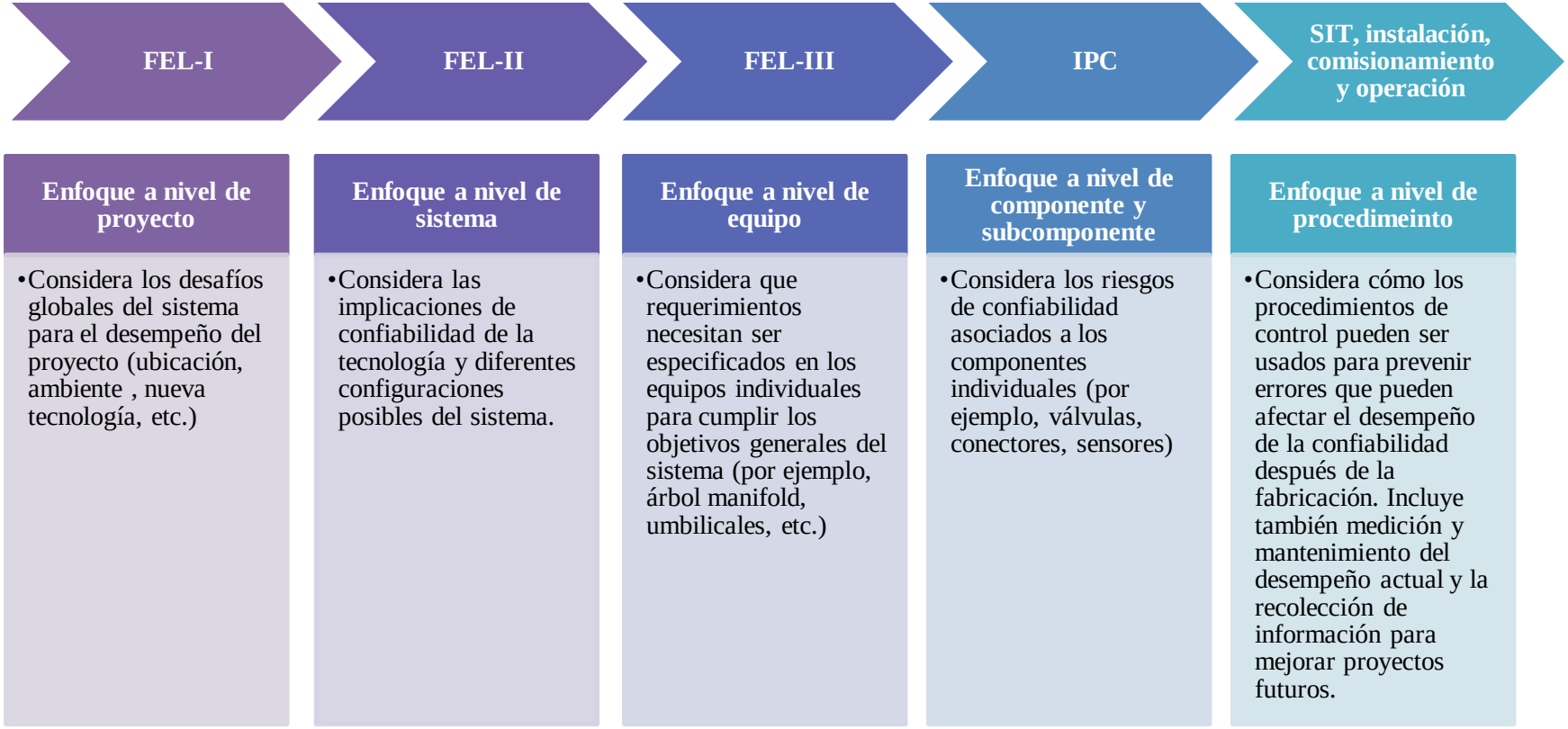


Figura 3.2. Enfoques para las etapas de los proyectos submarinos[29]

3.1.2. Definición

El paso inicial dentro del ciclo en el sistema de administración consiste en identificar los objetivos de confiabilidad del proyecto y priorizar los esfuerzos de administración de confiabilidad y riesgos técnicos dentro del proyecto. Esto incluye las actividades mostradas en la figura 3.1.[29]

Metas, estrategias y requerimientos

Es importante para los proyectos submarinos ser claro sobre lo que se propone alcanzar y por qué. Esto puede ser definido como:

- El desempeño de confiabilidad que el proyecto **desea alcanzar** (objetivos), y/o
- El desempeño de confiabilidad que el proyecto **debe alcanzar** en orden de alcanzar los objetivos del negocio del proyecto (requerimientos)

La **estrategia** es el enfoque general que el proyecto tomará para entregar las metas y requerimientos establecidos y en una forma que agregue valor al proyecto. Por ejemplo:

- Extender la vida del equipo antes de la falla (**estrategia de confiabilidad**)
- Minimizar el tiempo de reparación del equipo fallado a un estado operable (**estrategia de mantenimiento**)

Evaluación del riesgo técnico

En este elemento cabe mencionar que la evaluación del riesgo técnico es por su propia naturaleza una actividad subjetiva. Es decir, la naturaleza humana es tal que los riesgos que no se han experimentado generalmente son subestimados. Cualquier evaluación del riesgo técnico es por lo tanto llevaba mejor a cabo por ingenieros experimentados y administradores de proyectos quienes han estado involucrados directamente con proyectos o tecnología similar en el pasado.[28]

La evaluación del riesgo técnico tomará diferentes formas durante las diferentes etapas del proyecto, por ejemplo:

- Análisis consecuencia/severidad puede ser empelado para identificar equipo con mayor impacto sobre la producción, seguridad y ambiente,
- Identificación de potenciales modos de falla (o riesgo de falla, por ejemplo FMECA),
- Revisiones del riesgo técnico pueden ser empleados para identificar dónde el equipo está siendo diseñado más allá de la actual experiencia.

La evaluación del riesgo técnico debe buscar identificar factores de “cambio” que introducen incertidumbre a la habilidad del equipo para operar confiablemente en el campo[29]. Sin embargo, evaluación del riesgo técnico no debe ser una actividad onerosa, pero es probablemente mejor llevada a cabo como una actividad de grupo. Identificación y evaluación pueden ser separadas en una primera actividad de "lluvia de ideas" seguida por la organización en categorías de riesgo, esto será visto con mayor detalle en el siguiente capítulo.[28]

Alcance

El alcance del trabajo para cualquier etapa del proyecto dada es la lista de actividades que abordarán los identificados riesgos técnicos. Esto usualmente incluye actividades tales como:

- Análisis de la disponibilidad del sistema para confirmar que las configuraciones de diseño alcanzan los objetivos económicos;
- Técnicas de confiabilidad para identificar, abordar y si es posible, diseñar fuera de los potenciales modos de falla;
- Pruebas y análisis para desarrollar la comprensión y demostrar el potencial de la funcionalidad y confiabilidad.

3.1.3. Planeación

El plan establece los detalles de cómo el alcance de la confiabilidad del trabajo se va a realizar. El plan de administración de confiabilidad y riesgo técnico cubrirá áreas tales como:

- Recursos (gente, software/hardware, etc.),
- Roles y responsabilidades,
- Entregables para cada actividad,
- Calendarios e hitos.

3.1.4. Implementación

El proceso de implementación de las actividades en cada etapa del proyecto involucrará una serie de tareas o acciones. A lo largo del proyecto, las actividades de implementación proporcionan garantía de:

- Potenciales modos de falla que pueden afectar el desempeño del sistema han sido analizados y administrados,
- Todas las decisiones de diseño son consistentes con los objetivos de confiabilidad y mantenimiento,
- Todas las lecciones aprendidas documentadas de anteriores proyectos han sido incorporadas,
- Los fabricantes están completamente integrados en el programa de administración de confiabilidad y riesgo técnico.

3.1.5. Retroalimentación

El paso de retroalimentación proporciona la formal presentación de la información para apoyar la toma de decisiones al final de cada etapa del proyecto y también para asistir otros proyectos en etapas tempranas.[29]

Una revisión del trabajo hecho es también realizada para identificar lecciones aprendidas tales como:

- Riesgos técnicos, fallas o eventos no deseados que no fueron anticipados (pero que debieron),
- Riesgos que fueron sobrestimados y por qué,
- Éxitos que pueden ser aplicados a otros proyectos,
- Mejoras sugeridas, en cómo completar las actividades dadas (recursos, calendario, etc.).

El paso de retroalimentación establece si los requerimientos y objetivos de la etapa del proyecto han o no sido alcanzados.

3.2. PROCESOS CLAVE DE CONFIABILIDAD (KPs)

Debido que los riesgos para lograr el éxito en los proyectos submarinos son amplios y diversos, establecer un enfoque general puede resultar en una tarea difícil. Por esta razón, estrategias alineadas a la confiabilidad de prácticas recomendadas y normas como la ISO-20815 y API RP 17N incitan a los administradores e ingenieros a pensar en términos de los 12 procesos clave de confiabilidad o KPs (por sus siglas en inglés Key Processes).

Los 12 procesos clave de confiabilidad son[29]:

1. **Definición de los objetivos de disponibilidad y requerimientos,** asegura que las metas del proyecto están completamente alineadas con los objetivos generales de desempeño del negocio y proporciona la atención para el diseño y fabricación para la disponibilidad y aseguramiento de la confiabilidad.
2. **Organización y planificación para la disponibilidad,** asigna liderazgo y recursos a las actividades de confiabilidad requeridas de tal manera que agregan valor al proyecto en general y no impactan negativamente en el programa del proyecto.
3. **Diseño y fabricación para la disponibilidad,** debe ser considerado una extensión de las buenas prácticas de ingeniería pero requiere una mayor atención en la comprensión de cómo y por qué se producen fallos en el funcionamiento.
4. **Aseguramiento de confiabilidad,** es el elemento esencial de administración del riesgo técnico ya que es el proceso de identificar, evaluar, justificar y comunicar la información pertinente de los riesgos al equipo técnico del proyecto.
5. **Análisis de riesgo y confiabilidad,** proporciona soporte a la administración de la confiabilidad mediante la identificación de modos/lógica de fallas, consecuencias y la frecuencia de ocurrencia. Los resultados de los análisis permite clara priorización de las actividades requeridas y acciones para minimizar el riesgo y optimizar confiabilidad.
   Análisis de riesgos y modelos de confiabilidad pueden ser cualitativos o cuantitativos, modelos cualitativos son usados con el propósito de identificar modos de falla, que más adelante pueden ser analizados con métodos cuantitativos. El proceso de modelado y análisis es iniciado mediante la determinación cualitativa de los modos de falla y continua a través de análisis cuantitativos. La tabla 3.1 muestra algunas técnicas clave para el análisis

de riesgos y confiabilidad. Sin embargo, otras técnicas se han desarrollado y pueden ser empleadas si son apropiadas de acuerdo a la etapa y/o proyecto.

Técnica	Objetivo
Análisis de los modos, efectos y criticidad de las falla (FMECA)	Identificar todos los posibles modos de falla de un sistema, diseño o proceso. Asimismo, las consecuencias de los modos de falla para poder priorizar las áreas de mejora del sistema, diseño o proceso.
Análisis de árbol de fallas (FTA)	Representar lógicamente todos los posibles modos de falla de un sistema o ensamble, identificar la causa técnica del evento no deseado en específico, estimar/predecir el desempeño de la confiabilidad del sistema.
Diagrama de bloques de confiabilidad (RBD)	Proporcionar una representación gráfica de la lógica de confiabilidad de un sistema, dar una visión simplista de la tolerancia a fallas del sistema, predecir la confiabilidad del sistema.
Análisis de árbol de eventos (ETA)	Describir gráficamente como los eventos de falla se propagan a través del sistema, determinar las probables consecuencias de los eventos de falla, identificar las áreas que requieren mitigación de riesgos.
Análisis de las fallas de causa en común	Identificar las partes, componentes o ensambles que pueden experimentar fallas simultáneas debido a un evento en común.
Análisis de causa raíz (RCA)	Resolver problemas que afectan la confiabilidad del sistema, identificar los hechos relacionados a la ocurrencia de una falla o evento a nivel de causa raíz.

Tabla 3.1. Técnicas propuestas para el análisis de riesgo y confiabilidad

6. **Verificación y validación,** confirma que cualquier actividad dada es correcta y ha sido llevada a cabo de forma adecuada.
7. **Administración de riesgos del proyecto,** aborda los riesgos no técnicos durante todo el ciclo de vida del proyecto para que todos los riesgos sean identificados, cuantificados, gestionados y preferentemente eliminados.
8. **Calificación y pruebas,** es el proceso por el cual los sistemas son examinados y la evidencia es probada para demostrar que la tecnología empleada cumple con los requerimientos específicos para el uso previsto. El proceso de calificación en algunos proyectos puede comenzar tan temprano como la etapa de factibilidad y si es sabido que una pieza especifica de un equipo no calificado será requerido para explotar un campo.
9. **Seguimiento del desempeño y gestión de datos,** recolecta y organiza datos del desempeño de confiabilidad de todas las etapas del proyecto para respaldar la evaluación de confiabilidad, disponibilidad y eficiencia de la producción.
10. **Gestión de la cadena de suministro,** garantiza que los objetivos de la administración de confiabilidad y riesgos técnicos, requerimientos, logros y lecciones aprendidas son comunicadas entre todas las organizaciones involucradas en el proyecto.
11. **Administración del cambio,** garantiza que cualquier cambio (en alcance, diseño, plan, etc.) es consistente con los objetivos de la administración de confiabilidad y riesgo técnico y sus impactos son evaluados y gestionados en su totalidad.
12. **Aprendizaje organizacional,** proporciona un marco en común para capturar el aprendizaje de una organización en un proyecto y comunicarlo de nuevo en la organización para que se adopte los proyectos posteriores.

Todas las actividades generalmente caerán dentro de una o más actividades de los KPs definidas anteriormente. La relación entre la *definición, planeación, implementación y retroalimentación* y los 12 KPs es mostrado en la figura 3.3.

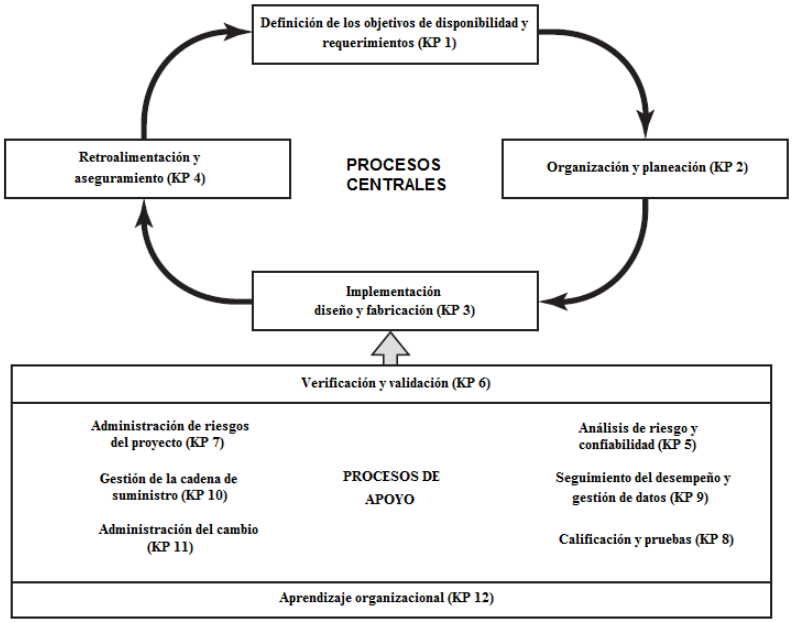


Figura 3.3. Relación entre las bases del modelo y los KPs[29]

Un sistema de administración de confiabilidad como el descrito puede y debe proveer beneficios tangibles a las organizaciones que lo adopten. El proceso de definición, planeación, implementación y retroalimentación en el corazón de este sistema es un simple, pero poderoso enfoque de ingeniería y riesgos técnicos que pueden ser adaptados por cualquier organización sin la necesidad de cambios en la organización o en las existentes prácticas de flujo de trabajo.

Los esfuerzos de confiabilidad deben ser aplicados consistentemente a lo largo de la cadena de suministro desde el operador al proveedor del componente más pequeño. La implementación de un sistema de administración de confiabilidad siempre debe realizarse con el valor total de la organización u operador como la principal directriz. Si es posible, esto debe ser cuantificado, como el impacto en la rentabilidad del proyecto, pero también en términos de estadísticas de fallas o la cantidad de re-trabajo y seguimiento en el tiempo para garantizar que las actividades de confiabilidad están mejorando el rendimiento como se esperaba. En general, es preferible hacer un poco de lo que funciona y no mucho que no lo hace.

El nivel de esfuerzos y el número de KPs empelados deben ser consistentes con el nivel de riesgo identificado en un proyecto dado. La tabla 3.2 proporciona un ejemplo representativo del nivel de esfuerzo, pero cada proyecto debe desarrollar su propio plan para adecuar su aplicación.

Las categorías de riesgo empleadas en la tabla 3.2 toman en cuenta categorías adoptadas en la ISO 20815, sin embargo, existen distintos métodos de categorización de riesgos que pueden emplearse según la gestión de riesgos que se adopte.

Procesos de Aseguramiento de Desarrollo de Activos				**Ciclo de vida por fases del proyecto**						
Categorías de riesgo del proyecto			Procesos principales	Ganador pre-contrato		Ganador post-contrato				
Proyectos de bajo riesgo	Proyectos de riesgo medio	Proyectos de alto riesgo		FEL-I	FEL-II	FEL-III	IPC	Pruebas Integrales (SIT)	Instalación y comisión	Operación
	X	X	Definición de los objetivos de disponibilidad y requerimientos	X	X	X	X			
X	X	X	Organización y planificación para la disponibilidad	X	X	X	X	X	X	X
X	X	X	Diseño y fabricación para la disponibilidad		X	X	X	X		
X	X	X	Aseguramiento de confiabilidad	X	X	X	X	X	X	X
	X	X	Análisis de riesgo y confiabilidad	X	X	X	X			
X	X	X	Verificación y validación	X	X	X	X	X	X	X
X	X	X	Administración de riesgos del proyecto	X	X	X	X	X	X	X
		X	Calificación y pruebas		X	X	X	X		
X	X	X	Seguimiento del desempeño y gestión de datos					X	X	X
	X	X	Gestión de la cadena de suministro			X	X	X	X	
X	X	X	Administración del cambio		X	X	X	X	X	X
X	X	X	Aprendizaje organizacional	X	X	X	X	X	X	X

Tabla 3.2. Guía para el proceso de esfuerzo por fase y nivel de riesgo del proyecto[29]

3.3. MODELO ACTUAL EN LA INDUSTRIA PETROLERA NACIONAL

Actualmente en la industria petrolera dentro de los programas de desarrollo en su apartado de energía, electricidad e hidrocarburos nacional se establece la necesidad de garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al medio ambiente y con estándares de calidad internacionales. Esto requiere de medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva de la industria petrolera nacional, para lo cual dentro de los principales objetivos estratégicos está el de alcanzar estándares sobresalientes de desempeño en:

- Seguridad Industrial
- Confiabilidad Operacional

Considerando lo antes expuesto, en la industria petrolera nacional se ha decidido implementar una iniciativa adicional a la Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA), que permita garantizar la confiabilidad y disponibilidad de las instalaciones productivas y de soporte, para lograr los niveles esperados de eficiencia y eficacia, así como optimizar los recursos disponibles, a través de un modelo de confiabilidad operacional donde el objetivo es dejar la cultura reactiva en donde se premia al que más rápido repara y/o pone en operación un equipo o sistema y obtener una cultura proactiva enfocada a evitar las fallas antes de que se presenten.

3.3.1. Directrices del modelo

La esencia de este modelo es maximizar la rentabilidad de la empresa operadora, donde la aplicación de las mejores tecnologías, metodologías y prácticas mundiales permitan mejorar el desempeño operacional. De tal manera que los principios de este modelo están dirigidos a[13]:

- Establecer y/o mantener total cumplimiento a todas las normas, regulaciones y mejores prácticas de seguridad, operación, sociales y ambientales, aplicables para la industria petrolera.
- Obtener el mayor valor del negocio a través de la óptima disponibilidad, integridad, desempeño operativo, efectividad del capital y los menores costos sustentables, minimizando los desperdicios y/o tiempos muertos en todas sus formas.
- Aplicar sistemáticamente priorizaciones en base a valor para todas las oportunidades de mejora, así como implementar oportunamente éstas a los procesos, prácticas y tecnología que determinan la utilización, efectividad y contabilidad de los activos físicos.

Cabe mencionar que la esencia de este modelo de confiabilidad está enfocada a la creación de valor, mediante la operación segura, eficiente y confiable; de tal forma que al lograr dicho objetivo, se optimizarán los costos asociados por medio de la eliminación de las pérdidas asociadas a fallas o paros no programados donde el mayor impacto negativo se tiene de la producción diferida.

3.3.2. Estructura

El modelo de confiabilidad operacional está basado en cuatro elementos fundamentales: *confiabilidad humana, confiabilidad de procesos, confiabilidad de equipos y confiabilidad de diseño*. Todos ellos dirigidos a mantener los procedimientos y operaciones disponibles y confiables evitando así, las fallas y paros no programados que generen un impacto de forma negativa en la productividad y en los indicadores económicos de la empresa.

Sin embargo, en los últimos años el desarrollo de los proyectos costa fuera en la industria petrolera nacional demanda el desarrollo de planes que no sólo estén orientados a maximizar el valor económico de la empresa, sino que también estén estructurados tal que, interrelacionen directamente las mejores prácticas internacionales y lo establecido en las disposiciones, lineamientos y normativas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) de manera completa e integral.

Debido a lo anterior, se desarrolló un modelo adecuado a las operaciones de Exploración y Producción en proyectos costa fuera que se implantó en la industria petrolera nacional, el cual consta de los cuatro elementos fundamentales y para su práctica implementación, se adicionan otros tres elementos, como se muestra en la figura 3.4.[30]

Figura 3.4. Modelo de confiabilidad operacional[13]

El modelo de confiabilidad operacional se desarrolló tomando en cuenta las siguientes premisas:

- Considera lineamientos e iniciativas de la empresa.
- Está estructurado en elementos y subelementos.
- Incluye las mejores prácticas de operación y mantenimiento.
- Enfocado a resultados operativos (Confiabilidad, Disponibilidad, IPNP, MTTR, MTBF, Costos).
- Es integral, incluye instalaciones, equipos y ductos.

El modelo de confiabilidad operacional está estructurado de manera tal que potencia la interrelación entre las funciones desarrolladas en los distintos eslabones de la cadena productiva, está sustentada en siete elementos y veintitrés subelementos para lograr rentabilidad óptima con niveles de riesgo tolerables.

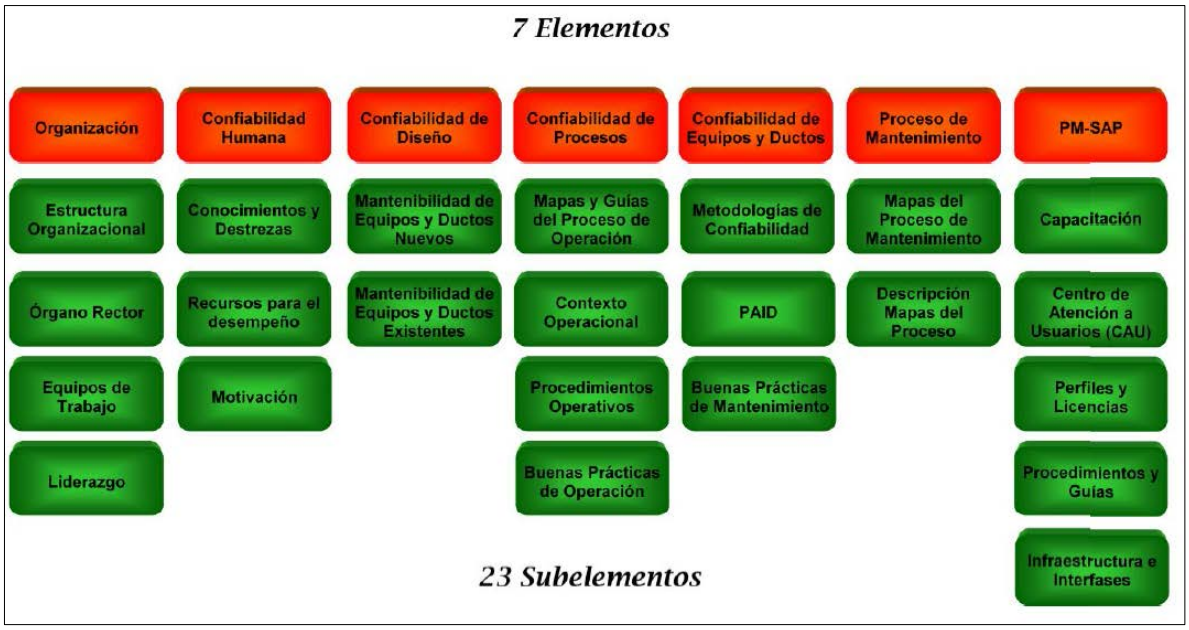


Figura 3.5. Elementos y subelementos del modelo de confiabilidad operacional[30]

El grado de evolución del sistema se logrará aplicando el ciclo de mejora continua en cada uno de sus subelementos. Este ciclo está conformado por cinco fases: Planeación, Implantación, Verificación, Ajustes y Sistematización.

Figura 3.6. Fases de evolución del modelo de confiabilidad[30]

3.3.3. Fases de evolución

Las fases de evolución del modelo se relacionan directamente con un ciclo de mejora continua como se muestra en la figura 3.7. A continuación se describen las fases de madurez que cada subelemento puede alcanzar en la implementación del modelo.

- **Fase de planeación:** Se elaboran, actualizan y difunden las políticas, lineamientos, guías y procedimientos, así mismo, se definen los mecanismos para medir su nivel de implantación y los indicadores para evaluar los resultados operativos.
- **Fase de implantación:** Se asegura la aplicación de las políticas, lineamientos, guías y procedimientos emitidos, así como el cumplimiento de los mecanismos para evaluar la implantación de las mismas y los indicadores para evaluar los resultados operativos.
- **Fase de verificación:** evalúan los resultados operativos obtenidos como resultado de la correcta aplicación de las políticas, lineamientos, guías y procedimientos. Si los resultados operativos son satisfactorios, se emiten recomendaciones para establecer nuevos estándares. En caso contrario, se identifican las causas de las desviaciones y se emiten recomendaciones para mejorar las políticas, lineamientos, guías y/o procedimientos.
- **Fase de ajustes:** Se aplican las recomendaciones para mejorar las políticas, lineamientos, guías y procedimientos identificados durante la fase de verificación y/o se aplican los nuevos estándares establecidos.
- **Fase de sistematización:** Se define como sistematización al estado en el que está un proceso cuando es capaz de cumplir las metas en cada una de las fases (*planeación, implantación, verificación y ajustes*), realizando las actividades de manera consistente y logrando los objetivos del negocio. En esta fase por lo tanto, se verifica que el ciclo de mejora continua se desarrolle en forma consistente y se obtengan los resultados esperados.

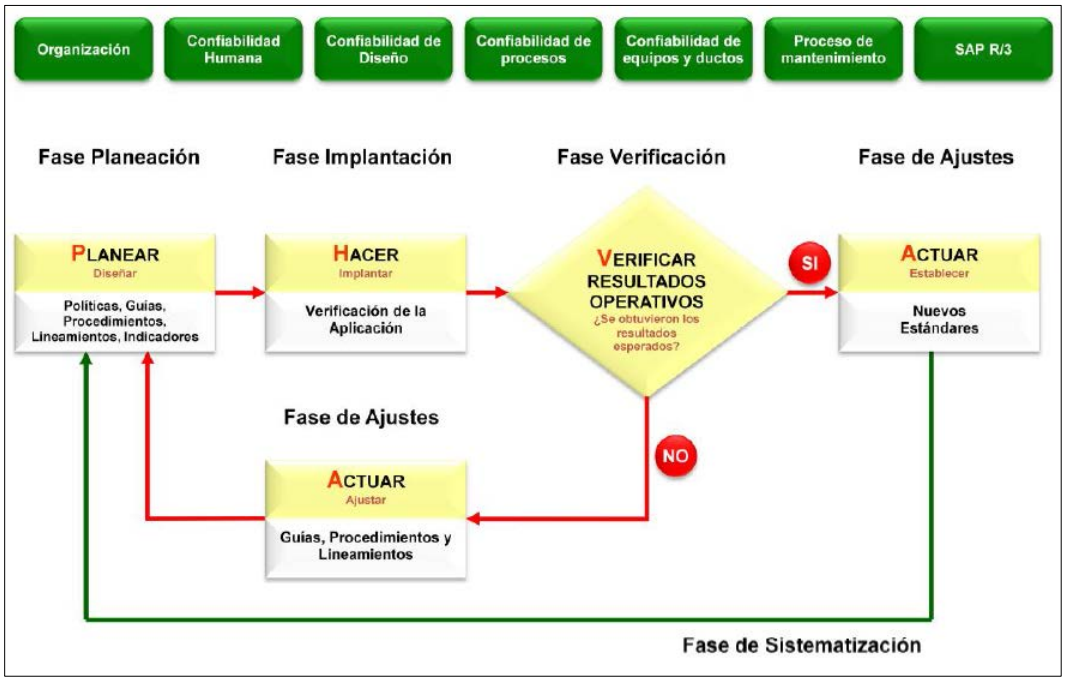


Figura 3.7. Ciclo de mejora continua[30]

3.3.4. Aplicación y monitoreo

El entendido del modelo en la creación de valor y maximizar su rentabilidad radica en la optimización de sus procedimientos así como de sus activos físicos, tales que los dos mecanismos para lograrlo se derivan de los logros del modelo, como se describe a continuación:

Incremento de la utilización de activos

- Disponibilidad
- Producción
- Calidad

Disminución de los gastos

- Mínimas fallas y paros de equipos programados y no programados
- Operación y Mantenimiento
- Seguridad y protección Ambiental
- Efectividad del capital (refaccionamiento)

Figura 3.8. Optimización de los activos físicos

De forma clara, el incremento de los ingresos es soportado por el aumento en la disponibilidad y utilización de los activos así como del aseguramiento de la producción, mismo que tienen valores y beneficios económicos sustanciales, incluyendo también mayor tiempo de operación continua que permite a su vez, el mejoramiento en la administración del trabajo.

La reducción de los gastos debe ser el resultado de la disminución de las fallas y/o paros no programados en los activos físicos, en conjunto con el incremento en la efectividad en la administración del mantenimiento, ya que nos permite reducciones tales como en inventarios y refacciones.

Dado que el modelo de confiabilidad operacional está basado a través del ciclo de vida de los activos, es importante conocer la aplicación de este modelo en todas sus etapas[30]:

a. **Diseño.** Los problemas crónicos y repetitivos, muchas de las ocasiones originados en el diseño, en ciertas ocasiones son ignorados y tolerados, pero cuando los costos del ciclo de vida son examinados a detalle, resultan significativos cuando nos referimos a toda la población, por lo que representan una gran área de oportunidad para mejora. De tal forma que la eliminación de defectos en el diseño así como de aquellos originados en la fabricación, construcción, operación y mantenimiento resultarán en mejoras en los ciclos de vida de los activos así como del incremento de la confiabilidad y la reducción de los requerimientos de mantenimiento.
b. **Instalación.** La instalación puede creerse no relevante en la optimización de los costos del ciclo de vida de los activos, pero la rigurosa aplicación de las especificaciones de instalación tales como, preparación de cimientos, alineación, limpieza entre otros, nos ofrecerá garantía de la duración del ciclo de vida de los activos.
c. **Operación.** Algunas estadísticas señalan que más del 30% de los costos de mantenimientos son causados por errores evitables en la operación, incluyen aquellos

causados por la falta de disciplina operativa. Muchos de los problemas pueden ser prevenidos con acciones simples o el establecimiento de requerimientos especiales para evitar las fallas asociadas con la operación.

d. **Mantenimiento.** Dentro de la optimización de los activos el progreso en la etapa de mantenimiento radica en la evolución de un mantenimiento *no planeado* (correctivo) al *preventivo* hasta la extensión del ciclo de vida del activo.

Un monitoreo adecuado sobre el estatus de las metas y sus logros se llevan a cabo mediante indicadores de desempeño que miden la efectividad de las operaciones, productividad y desempeño del personal, además de ser un margen de referencia para representar las tendencias de mejora del modelo al disminuir el número de fallas, el tiempo medio para reparar (MTTR), el índice de paros no programados (IPNP) e incrementar el tiempo promedio para fallar (MTTF).[31]

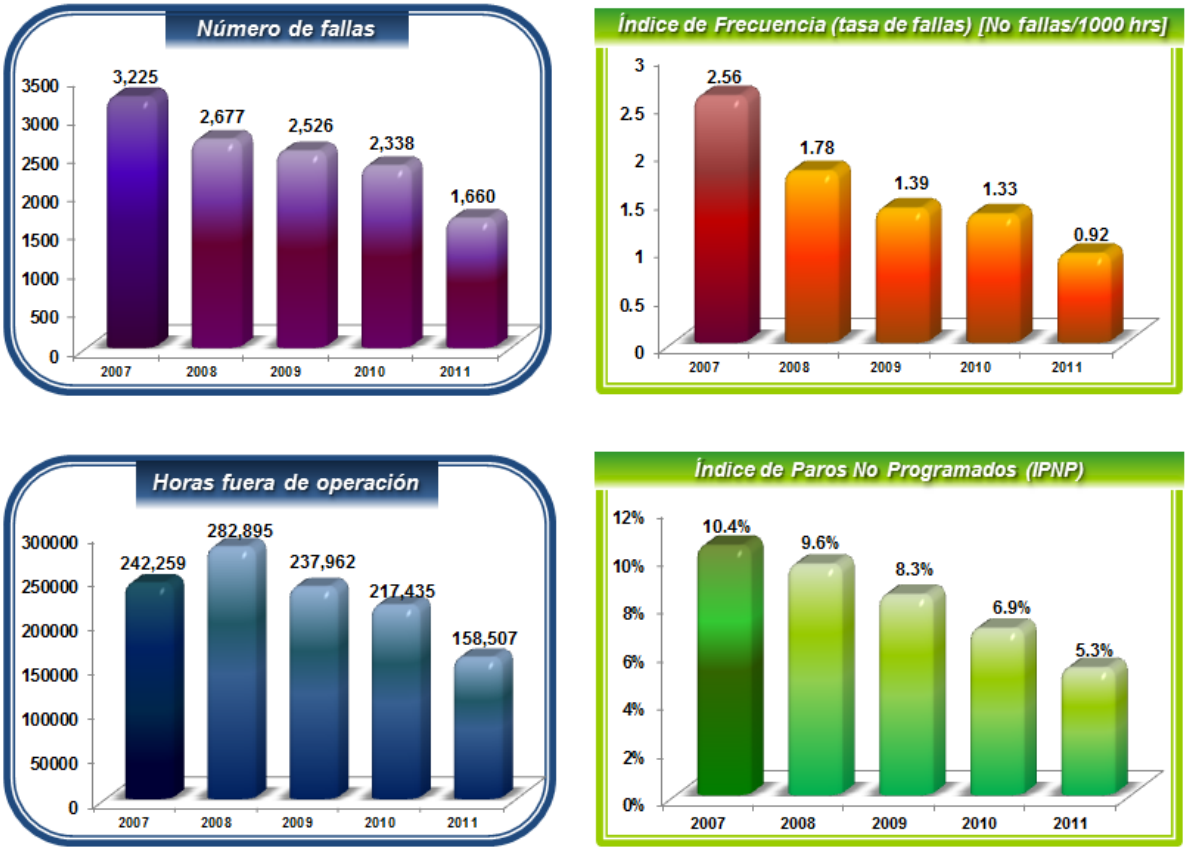


Figura 3.9. Indicadores de desempeño

Estos indicadores fueron empleados como punto de partida para monitorear los avances del modelo, sin embargo, existen otros indicadores en los que se comparan las condiciones actuales con las de otras compañías operadoras y los estándares internacionales.

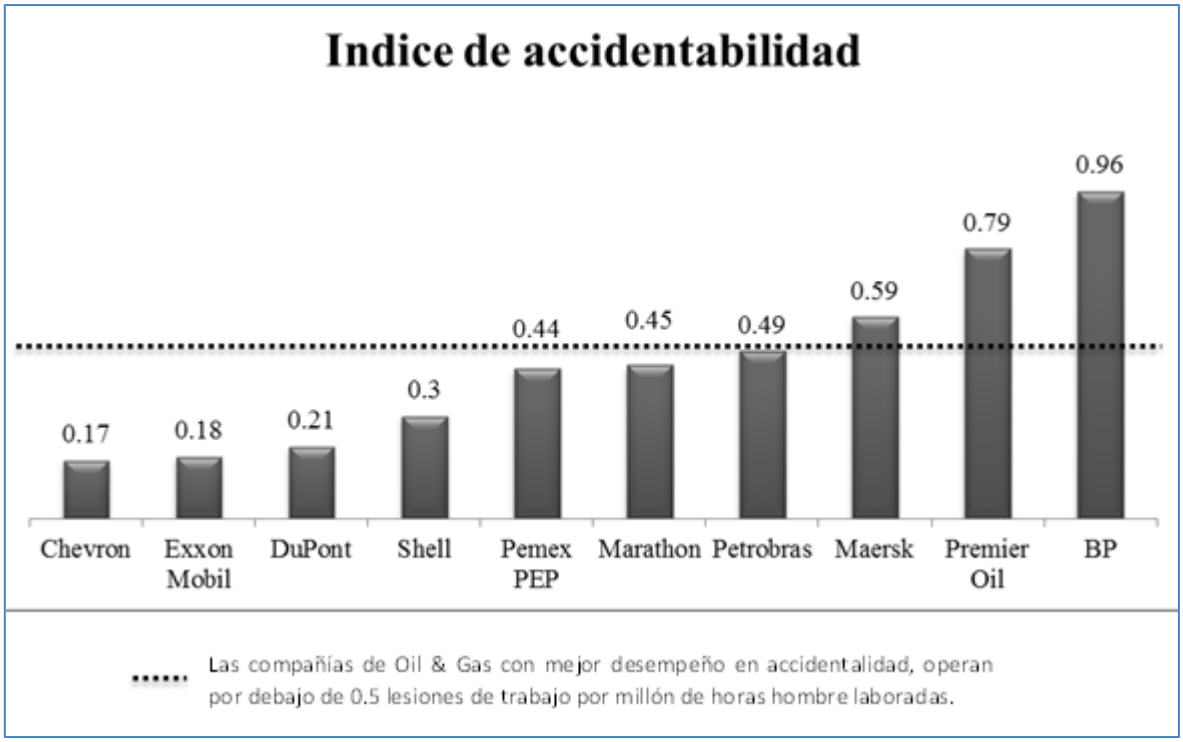


Figura 3.10. Benchmarking del índice de accidentabilidad[32]

Como toda estrategia de negocios, el modelo converge en logro de resultados orientados al beneficio económico de la empresa, de tal forma que, el modelo de confiabilidad tiene el mismo valor que el SSPA[33]:

Figura 3.11. Enfoque del modelo de confiabilidad[30]

3.4. TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD

En la actualidad, la ingeniería de confiabilidad representa una disciplina que en la industria petrolera y más aún en los proyectos costa fuera está siendo adoptada dentro del diseño de procesos, ingeniería de detalle, operación y mantenimiento, así como el desmantelamiento y el abandono; por tal razón, es importante conocer las técnicas empleadas en la industria que nos proporcionan una herramienta útil para[16]:

- Evaluar la disponibilidad y confiabilidad en la etapa de diseño, tomando como base las tasas de fallas del equipo y determinar si la configuración y equipo seleccionado cumplirán con el factor de servicio requerido.
- Elaborar programas de mantenimiento predictivo basados en tasas de falla por modo de falla.

Uno de los objetivos de este trabajo no sólo es demostrar la importancia de la administración de la confiabilidad en la industria petrolera, sino de introducir al lector a las técnicas empleadas para el análisis de la confiabilidad en la industria, cabe mencionar que las presentadas en este trabajo no resultan ser todas las existentes, pero son las herramientas básicas para realizar análisis de confiabilidad. El propósito de cada técnica y su individual o combinada aplicabilidad en la evaluación de la confiabilidad y la disponibilidad de un sistema dado o un componente, es obtener resultados y factores que nos proporcionen la identificación de los posibles eventos que puedan presentarse durante el desempeño de su objetivo o función.

3.4.1. Diagrama de bloque de confiabilidad (RBD)

Diferentes métodos de análisis de confiabilidad están disponibles en la industria, en cual el Diagrama de Bloque de Confiabilidad (RBD, por sus siglas en inglés Reliability Block Diagram) es uno de ellos. Un RBD es una representación gráfica del desempeño de la confiabilidad de un sistema; muestra la conexión lógica de los componentes necesitados para el éxito del sistema.[34]

Básicamente, el objetivo de un RBD es de proporcionar una representación gráfica de la lógica de la confiabilidad de un sistema, así como de proporcionar una vista simple de la tolerancia de falla de un sistema, para finalmente, predecir la confiabilidad de un sistema, componente o elemento.[29]

3.4.1.1. Consideraciones del modelado

Antes de iniciar el modelado, es estrictamente necesario tener el conocimiento completo del funcionamiento y las diferentes maneras en las cuales puede operar el sistema y ser enunciado claramente lo siguiente[34]:

- Funciones a ser desempeñadas,
- Parámetros de desempeño y límites permisibles en cada parámetro,
- Condiciones ambientales y de operación.

El éxito de un sistema es dependiente de una o más fallas del sistema. La falla del sistema tiene que ser establecida y definida. El siguiente paso es dividir el sistema dentro de apropiados bloques lógicos para el propósito del análisis de confiabilidad. Además de obtener una estimación cualitativa por medio de la representación gráfica de la confiabilidad, es posible obtener una evaluación cuantitativa de un RBD con la ayuda de distintitos métodos probabilísticos, pero dependiendo del tipo de estructura, técnicas Booleanas simples pueden ser empleadas. Es importante resaltar, que un diagrama de bloque de confiabilidad no necesariamente representa la manera por el cual el hardware se encuentra físicamente conectado.[34]

Es posible usar un sistema para más de un modo funcional, si sistemas separados son usados para cada modo, cada uno debe ser tratado independientemente del resto y por lo tanto, modelos separados de confiabilidad deben ser usados acordemente. Enunciados claros de los requerimientos de confiabilidad asociados con cada aspecto de operación es un prerrequisito; así como también las especificaciones deben estar acompañadas de una descripción de los ambientes de operación bajo los cuales el sistema está diseñado para operar. Adicionalmente, la relación entre el tiempo de operación y ciclos de encendido/apagado deben ser establecidos, ya que en algunas instancias los procesos de encendido y apagado resultan en sí mismos ser la primer causa de falla del equipo.

3.4.1.2. Procedimiento de modelado

A continuación se describen los pasos a seguir para la construcción elemental de un RBD con la finalidad de proporcionar una manera sencilla de desarrollar un modelo[29]. Cabe mencionar que dependiendo la complejidad del sistema, el modelado podrá ser tan complejo como sea necesario:

I. El primer paso es seleccionar y definir el éxito de un sistema.
II. El siguiente paso es dividir el sistema en bloques que refleje el comportamiento lógico del sistema, tal que, cada bloque sea estadísticamente independiente y tan extenso como sea posible.
III. Definir el nodo de inicio y final.
IV. El siguiente paso es construir el diagrama de bloque que conecte los bloques para formar un “camino de éxito” empezando del nodo de inicio y hasta el final. El camino de éxito indica el arreglo de los bloques que debe existir en el estado de funcionamiento para observar el éxito del sistema definido anteriormente.
V. Durante el procedimiento de construcción del diagrama, debemos asegurar de no repetir bloques.
VI. Note que la lógica de la confiabilidad del sistema puede no ser la misma como la lógica de la función del sistema, esto quiere decir que pueden existir varios caminos entre el nodo de inicio y de salida del diagrama, caminos a través de la combinación de los bloques los cuales deben funcionar para que el sistema funcione; típicamente, un RBD puede ser compuesto de bloques en serie o en paralelo.
VII. En función de la complejidad del sistema cada bloque puede ser desintegrado dentro de bloques más pequeños y así, realizarse un RBD más detallado.

Cuando todos los elementos de análisis son requeridos para el éxito de la función del sistema, deben ser representados mediante un diagrama donde los bloques estén unidos en serie y que en conjunto constituyen la totalidad del sistema. Diagramas de este tipo son conocidos como "*diagramas de bloque de confiabilidad en serie*", como se muestra en la figura 3.12.[34]

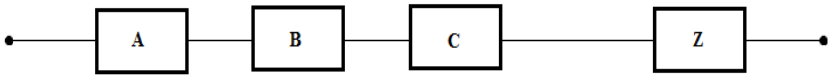


Figura 3.12. Configuración básica de un RBD en serie.

Cuando la falla de uno de los componentes no afecta al desempeño del sistema, es necesario un nuevo diagrama que represente los distintos caminos que puede tener un sistema para realizar su función. Por ejemplo, si en el diagrama anterior sus elementos fueran duplicados (sistema con redundancia) a este tipo de diagramas se le conoce como "*diagramas de bloque de confiabilidad en paralelo*" como se muestra en la figura 3.13.[34]

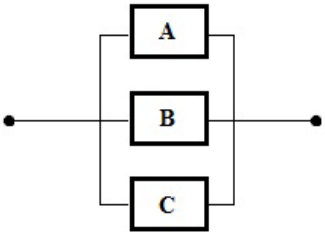


Figura 3.13. Configuración básica de un RBD en paralelo.

Otro ejemplo de configuración de los bloques puede ser resultado de la combinación de ambas definiciones, ver figura 3.14 y 3.15.

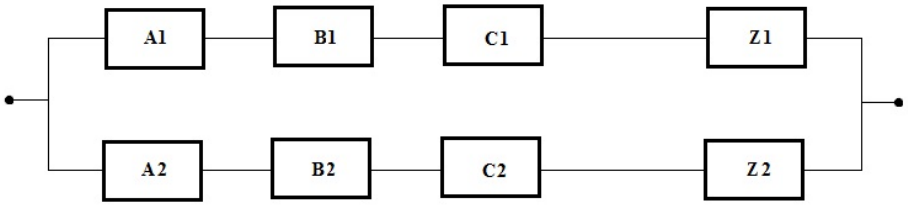


Figura 3.14. Configuración básica de un RBD en serie-paralelo.

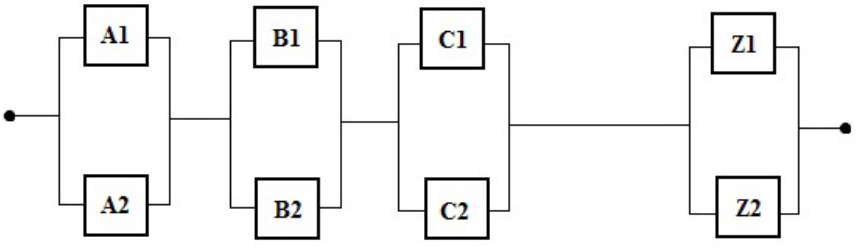


Figura 3.15. Configuración básica de un RBD en paralelo-serie.

Como se puede observar, la mayoría de los diagramas de bloque son fácilmente comprendidos y los requisitos para el éxito del sistema son evidentes; sin embargo, no todos los diagramas pueden ser simplificados a combinaciones de sistemas en serie o paralelo. Por ejemplo, los equipos y sistemas complejos de la industria aeronáutica, requieren de redundancia y más de un elemento operando que puede ir en serie o paralelo para funcionar exitosamente.

3.4.1.3. Evaluación del modelo

La confiabilidad de un sistema, $R_s(t)$, es la probabilidad de un sistema a realizar una función requerida bajo ciertas condiciones en intervalo de tiempo dado (0, *t*). En general está definido por la relación[34]:

$$R_s(t) = exp\left[-\int_0^t \lambda(u)du\right]$$

Donde λ (*u*) denota la tasa de falla del sistema al tiempo *t* = *u*, *u* siendo una variable prueba. La falta de confiabilidad de un sistema (probabilidad de falla), F_S, es dado por la expresión[34]:

$$F_S = 1 - R_S \quad \text{.....(1)}$$

a. Modelos en serie

Para los sistemas en serie como los ilustrados en la figura 3.12, se puede definir para un caso general la confiabilidad del sistema bajo la simple expresión:

$$R_S = R_1 R_2 R_3 \ldots R_n \quad \text{.....(2)}$$

con $R_1 = R_2 \ldots = R_n$

$$R_S = R^n$$

b. Modelos en paralelo

Para sistemas en paralelo como los ilustrados en la figura 3.13, la probabilidad de falla del sistema está dada por la expresión:

$$F_S = F_1 F_2 \ldots F_n$$

sustituyendo (1) en (3)

$$(1 - R_S) = (1 - R_1)(1 - R_2) \ldots (1 - R_n)$$

por lo tanto

$$R_S = 1 - (1 - R_1)(1 - R_2) \ldots (1 - R_n) \quad \text{.....(3)}$$

con $R_1 = R_2 \ldots = R_n$

$$R_S = 1 - (1 - R)^n$$

c. Modelos serie-paralelo

Similarmente para la figura 3.14 donde se muestra un modelo en *serie-paralelo*, la expresión para la confiabilidad del modelo resulta de la combinación de la ecuación (2) en (3):

$$R_S = 1 - (1 - R_{a1}R_{a2}R_{a3} \ldots R_{an})(1 - R_{b1}R_{b2}R_{b3} \ldots R_{bn}) \ldots (1 - R_{x1}R_{x2}R_{x3} \ldots R_{xn})$$

con

$R_{a1} = R_{a2} = \ldots R_{an}$

$R_{b1} = R_{b2} = \ldots R_{bn}$

$R_{x1} = R_{x2} = \ldots R_{xn}$

$$R_S = 1 - (1 - R_a^n)(1 - R_b^n) \ldots (1 - R_x^n)$$

d. Modelos paralelo-serie

Por otro lado, para la figura 3.15 donde el modelo es *paralelo-serie*, la expresión del modelo resulta de la combinación de la ecuación (3) en (2):

$$R_S = \big(1 - (1 - R_{a1})(1 - R_{a2}) \ldots (1 - R_{an})\big) \cdot$$

$$\big(1 - (1 - R_{b1})(1 - R_{b2}) \ldots (1 - R_{bn})\big) \cdot$$

$$\ldots \cdot (1 - (1 - R_{x1})(1 - R_{x2}) \ldots (1 - R_{xn}))\ )$$

con

$R_{a1} = R_{a2} = \ldots R_{an}$

$R_{b1} = R_{b2} = \ldots R_{bn}$

$R_{x1} = R_{x2} = \ldots R_{xn}$

$$R_S = (1 - (1 - R_a)^n) \cdot (1 - (1 - R_b)^n) \cdot \ldots \cdot (1 - (1 - R_x)^n)$$

De manera similar, las ecuaciones pueden ser combinadas en función de la estructura del modelo.

3.4.1.4. Fortalezas y debilidades

Como en la mayoría de los métodos, conforme los sistemas se vuelven cada vez más complejos, en ciertas circunstancias las técnicas de análisis de confiabilidad pueden no ser las más adecuadas, es así como podemos identificar las ventajas y desventajas de un RBD.[29]

Ventajas

a. Es el mejor método para representar gráficamente la lógica de sistemas complejos.
b. Buena visualización de la lógica de la redundancia de un sistema.
c. Apoya la importancia del análisis y la evaluación a través de Simulación de Monte Carlo.
d. Buen precursor de todos los otros métodos de análisis existentes.

Desventajas

a. La construcción de un RBD para sistemas complejos puede ser difícil.
b. La evaluación numérica de forma manual o de múltiples RBD's anidados puede tomar bastante tiempo.
c. Los datos se vuelven intensivos cuando hay más de un nivel definido.
d. Puede requerir múltiples RBDs para múltiples modos de falla.

3.4.2. Análisis de árbol de fallas (FTA)

En esencia, el árbol de fallas concierne en la identificación y el análisis de las condiciones o factores que causan o contribuyen a la ocurrencia de un determinado evento no deseado, por lo general, resulta ser uno que afecta significativamente el desempeño del sistema, económicamente, en la seguridad u otras características requeridas. Es adecuado particularmente para el análisis de sistemas complejos que comprenden diferentes funciones relacionadas o dependientes de subsistemas con diferentes objetivos de desempeño.[35]

En efecto, un árbol de fallas por sí mismo, es una representación gráfica organizada de las condiciones o factores causantes o contribuyentes en la ocurrencia de un evento específico no deseado, referido como el "evento principal". El objetivo de la representación es comprender, analizar y reordenar tanto como sea necesario para facilitar la identificación de los factores clave en el análisis del desempeño de los sistemas, equipos o procesos, factores tales como[29, 35]:

- Afectaciones en la confiabilidad y características de diseño, como posibles modos de falla, errores de operación, condiciones ambientales, fallas de software etc.,
- Identificación de las causas técnicas de un evento específico no deseado,
- Conflictos en los requerimientos o especificaciones que puedan afectar la confiabilidad del sistema y hasta posiblemente, en operabilidad,
- Eventos comunes o fallas de causa común que afectan más de un componente funcional,

3.4.2.1. Consideraciones generales

El desarrollo del árbol de fallas en la etapa de diseño es muy importante sobre todo cuando se trata de nuevos proyectos o aquellos en los cuales no se cuenta con información o experiencia. Sin embargo, debe considerar que el crecimiento del árbol de falas debe ser tal que refleje el progreso en el diseño.

Muchos árboles finales serán largos, y en tales casos, puede ser necesario una computadora y software disponible para facilitar el análisis. También es importante considerar que los eventos de los árboles de falla no están confinados únicamente a fallas de software o hardware, incluye condiciones u otros factores que son relevantes al "evento principal".

Existen muchas consideraciones para desarrollar un análisis de árbol de fallas independientemente de, o en conjunto con, otros análisis dependientes. Algunas incluyen[35]:

- Determinar si la medida de confiabilidad en el sistema en particular alcanza los requerimientos deseados.
- Determinar el factor que afecta más seriamente a una medida de confiabilidad y que cambios son requeridos para mejorarla.

3.4.2.2. Procedimiento

La técnica del árbol de fallas para ser utilizada en forma efectiva como método de análisis de confiabilidad de los sistemas, deberá consistir por lo menos de los siguientes pasos[22]:

1. Definir el alcance, definición del sistema, nivel de grado de detalle del análisis y cualquier supuesto realizado,
2. Familiarizarse con el diseño, funciones y operación del sistema,
3. Identificación y definición del evento principal de análisis como la concentración del estudio,
4. Identificar las causas inmediatas, necesarias y suficientes del *evento principal*,
5. La relación entre las causas inmediatas y el *evento principal*, para después representarlo mediante una puerta lógica (símbolos lógicos comunes los cuales se detallan más adelante),
6. Tratar cada causa inmediata identificada en el paso 4 como un evento subprincipal. Para cada evento subprincipal, identificar las causas inmediatas, necesarias y suficientes,
7. Construcción del árbol de fallas,
8. Análisis de la lógica del árbol de fallas.

Si un análisis numérico es planeado, será necesario definir una técnica para la evaluación numérica.

3.4.2.3. Estructura

Todos los sistemas que son analizados deben ser definidos por medio de una descripción de la función del sistema y mediante la identificación de las interfaces del sistema. Tal definición debe comprender en su estructura aspectos que son muy importantes en el momento de tomar decisiones, debido a que influyen en el comportamiento del sistema y por supuesto, en la confiabilidad del mismo[35]:

- **Límites del sistema**, tales límites serán gobernados por la interacción e interfaces con otros sistemas,
- La identificación de los **modos operacionales** junto una descripción de la operación del sistema y del desempeño esperado o aceptado en cada modo operacional,
- Las **condiciones ambientales** del sistema,
- Una lista de **documentos aplicables**, como por ejemplo: dibujos, especificaciones, manuales de operación, y aquellos que puedan dar detalle del diseño del equipo y su operación,

Si el árbol de fallas destaca un problema en el desempeño del sistema causado por una falla existente, entonces, el evento que describe a esa falla debe ser incluido en el árbol de fallas, debe ser marcado como un evento que ya existe, en orden de considerar el efecto y orden de múltiples fallas.

3.4.2.4. Construcción del árbol

Como en la mayoría de los casos de estudio en la industria, la construcción de un árbol de fallas para un sistema en particular, no debe ser exactamente el mismo de otro sistema; ya que como bien sabemos, el comportamiento de los sistemas es meramente dependiente de sus condiciones y de las especificaciones por las cuales se encuentra desempeñando su objetivo. Sin embargo, los siguientes pasos fundamentales deben ser comunes en la construcción de árboles de fallas.[35]

El desarrollo del árbol de fallas comienza con la definición del **evento principal**. El *evento principal* es el centro del análisis, y puede ser el principio o la existencia de una condición de daño, o la imposibilidad de un sistema para proporcionar el desempeño deseado. El *evento principal* es la salida de la puerta principal (símbolo lógico), mientras que los correspondientes eventos de entrada identifican posibles causas y condiciones para la ocurrencia del *evento principal*. Cabe mencionar, que cada evento de entrada podría ser un evento de salida de una puerta de nivel más bajo.[35]

Los análisis que sean realizados deben ser documentados, de tal manera que, los resultados puedan ser revisados y cualquier cambio pueda ser incorporado en orden de reflejar cambios en el diseño, operación o mejorar el entendimiento de la física de las fallas. De tal manera que, se definen dos tipos de enfoque de árboles de fallas, estos conceptos son de “causa inmediata” y de “unidad básica”.

El enfoque de **causa inmediata** requiere necesariamente determinar las causas inmediatas y suficientes para la ocurrencia del *evento principal*. En esta forma, el analista procede a desplegar el árbol transfiriendo la atención del modo al mecanismo, y continuamente enfocando una resolución más fina de los modos y mecanismos, hasta que sea alcanzado el límite de resolución del árbol.

El **formato** de construcción de un árbol, puede ser trazado verticalmente u horizontalmente. Si se emplea el arreglo vertical, el *evento principal* debe estar en la parte superior de la página y los eventos básicos desplegándose hasta la parte inferior. Si es empleado el arreglo horizontal, el *evento principal* puede comenzar en la derecha o izquierda de la página. De una forma descriptiva, el

formato de los árboles de fallas emplea simbología lógica que describe la relación de los eventos con el *evento principal*, toda la simbología empleada en los análisis de árboles de fallas se describen en el **Anexo D** de este trabajo.[35]

A continuación se presenta un ejemplo del formato horizontal de un árbol de fallas, el cual nos ofrece un desarrollo del árbol y representación de las fallas. En la figura, el evento A ocurrirá sólo si ambos eventos B y C ocurren. Evento C, es presentado si cualquiera o ambos de los eventos subsecuentes se presentan.

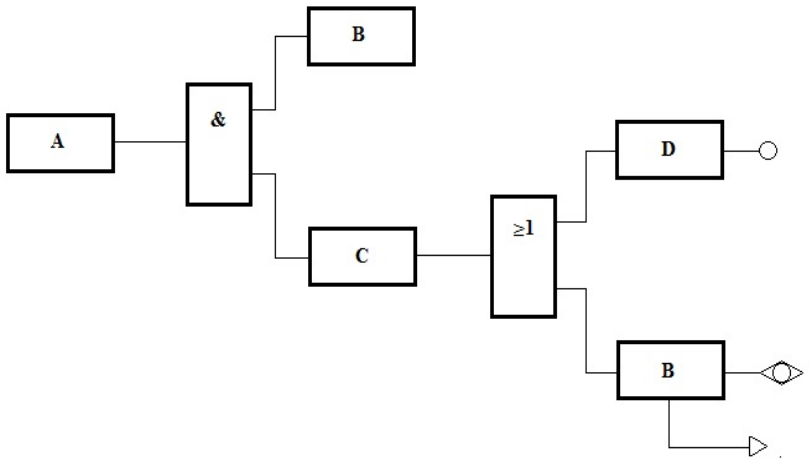


Figura 3.16. Ejemplo de un árbol de fallas[35]

Es importante mencionar, que para cada evento A, B, C etc., la información incluida en la caja de descripción del evento debe contener:

- Código del evento;
- Probabilidad de ocurrencia;
- Nombre o descripción del evento.

Como se puede observar en la figura anterior, cuando un evento aparece en dos o más secciones (evento B), tal evento representa una causa común y están unidos a cualquier evento que afecten.

3.4.2.5. Evaluación del árbol

El principal propósito de un análisis *lógico* (cualitativo) y/o *numérico* (cuantitativo) de los sistemas es identificar los eventos que pueden causar directamente una falla en el sistema y la probabilidad de ocurrencia de tales eventos y lograr así, una evaluación de la tolerancia de falla del sistema, donde se verifica la independencia de las fallas del sistema, subsistemas o componentes y proporciona los diagnósticos de falla de los dispositivos y las estrategias de mantenimiento y reparación. De forma que para el análisis *lógico* son empleadas tres técnicas básicas: investigación, reducción Booleana y determinación de los conjuntos mínimos de corte.[35]

- **Investigación**. Incluye una revisión de la estructura del árbol de fallas, identificación de los eventos comunes y una búsqueda de ramas independientes. Una investigación visual directa del trazado de un árbol es posible únicamente para árboles pequeños, que no exceden de alrededor de 70 eventos.
- **Reducción Booleana**. Es usada para la evaluación de los efectos de los eventos en común (eventos idénticos ocurriendo en diferentes ramales) dentro del árbol de fallas donde la ocurrencia del *evento principal* no depende del tiempo o secuencia de los eventos.
- **Métodos de conjuntos mínimos de corte**. Hay diferentes métodos de determinación conjuntos mínimos de corte, pero la aplicación en árboles más largos podría ser difícil e incompleta. Un conjunto de corte es un grupo de eventos que, cuando ocurren juntos, causan que el *evento principal* suceda. El conjunto mínimo de corte determina el grupo de eventos con el potencial para causar el *evento principal*.

En un análisis *numérico*, el propósito es proveer una evaluación cuantitativa de la probabilidad de ocurrencia del *evento principal* o un selecto conjunto de eventos. En orden de desarrollar una evaluación numérica de un árbol de fallas, datos probabilísticos al nivel de componente son necesarios. Para mejor comprensión se presenta un ejemplo de una evaluación simple usando **álgebra Booleana** aplicada al análisis del árbol de fallas.

En un árbol de fallas que consiste únicamente de puertas AND, OR y NOT, existe una correspondencia uno a uno entre la expresión algebraica Booleana y la representación en el árbol de fallas, como se muestra a continuación[35]:

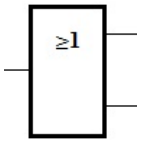
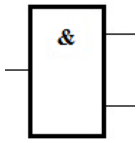
Símbolo del árbol de falla	Equivalencia álgebra booleana
	Es una puerta OR que representa la unión de los eventos relacionados a la puerta. La puerta OR es equivalente al símbolo booleano "+".
	Es una puerta AND que representa la intersección de los eventos relacionados a la puerta. La puerta AND es equivalente al símbolo booleano "·".

Figura 3.17. Relación de la simbología y álgebra Booleana[35]

Considerando el ejemplo de un árbol de fallas (figura 3.16), podemos escribir:

$$C = D + B$$

$$A = B \cdot C = B \cdot (D + B)$$

Aplicando ley distributiva, tenemos

$$A = B \cdot D + B^2$$

donde A, B, C y D es la correspondiente probabilidad de dichos eventos.

Para ilustrar de una mejor forma el desarrollo del árbol, emplearemos un ejemplo, donde se analiza el tiempo para la recreación y descanso.

Dos factores son tomados en consideración:

- Oportunidades de viaje: Las principales opciones de recreación o nuevos lugares como playas, ciudades u otros países.
- Capacidad para viajar: Toma en cuenta el tiempo disponible para realizar el viaje, así como los recursos necesarios para solventarlo.

El total de oportunidades es considerado como aquellas opciones de viaje obtenidas a partir de analizar la posibilidad de viajar a playas, ciudades u otros países, por ejemplo 3+8+2= 13; por lo tanto, una puerta "OR" es empleada. El tiempo disponible para viajar es aproximadamente del 20% al año y los recursos disponibles son del 40%. Por lo tanto, una puerta "AND" es seleccionada, debido que para realizar el viaje es necesario contar con el tiempo disponible así como de los recursos; resultando en 0.2*0.4= 0.08 o 8%. Para determinar el número anual de visitas, deben ser tomadas en consideración las oportunidades de viaje y la capacidad para viajar, seleccionando una puerta "AND"; esto nos dirige a 13*0.08= 1.04 ~1 por año. Los resultados son ilustrados en la figura 3.18. Estos resultados pueden ser alterados dependiendo de la disponibilidad del tiempo y recursos.

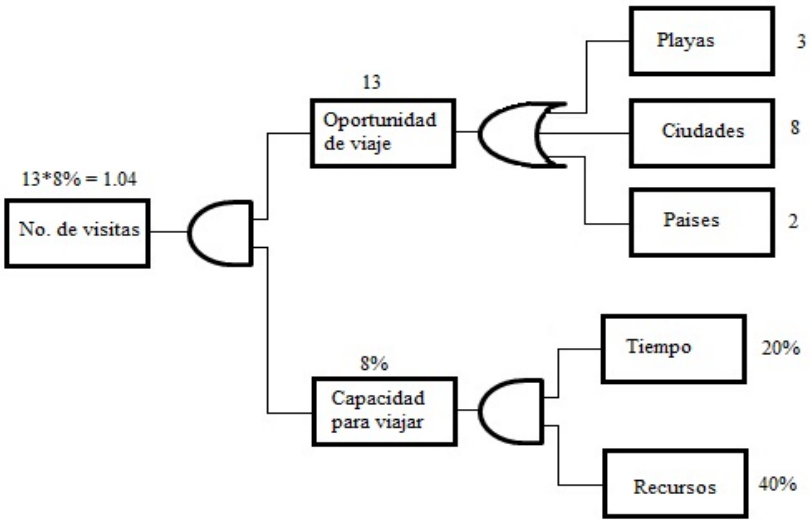


Figura 3.18. Ejemplo de un FTA

3.4.2.6. Ventajas y desventajas

Ya que es una técnica donde su evaluación depende del grado de evolución del árbol, resulta ser ampliamente utilizada en análisis de eventos donde el estudio independiente de cada modo de falla resulta ser más eficaz que si se analizaran todos en conjunto, en este mismo sentido podemos definir las ventajas y desventajas de esta técnica[29, 36]:

- Ventajas
    a. En el caso de un sistema complejo, el árbol de fallas proporciona una buena forma integrar lógicamente varios causas. Construir el diagrama de árbol y determinar los valores de probabilidad ayuda a proveer una mejor comprensión del sistema.
    b. Puede servir de apoyo en los análisis de fallas de causa común.
    c. Puede predecir la probabilidad de ocurrencia de un evento específico.
    d. Puede servir de apoyo en los análisis de causa raíz.
    e. Suporta un análisis y simulación de Monte Carlo.

- Desventajas
    a. Sistemas complejos pueden volverse difíciles de desarrollar y resolver manualmente.
    b. No adecuado en el análisis de eventos que se desarrollan en secuencia a partir del evento principal.
    c. Puede resultar difícil seleccionar las compuertas lógicas más adecuadas en las uniones, lo que podría dar lugar a muy diversos valores de probabilidad.

3.4.3. Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMEA & FMECA)

Análisis de modos y efectos de las fallas (FMEA por sus siglas en inglés Failure Modes and Effects Analysis) y Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA por sus siglas en inglés Failure Modes, Effects and Criticality Analysis) son métodos de análisis de confiabilidad empeñados en identificar fallas, que tienen consecuencias afectando la funcionalidad de un sistema dentro de los límites de una aplicación dada, habilitando así prioridades en las acciones a ser consideradas.[37]

Básicamente, un FMEA comienza a partir de un elemento o en un nivel de ensamble y nos proporciona e indica la relación entre los elementos fallidos y las fallas, funciones no adecuadas, limitaciones operacionales y/o degradación del desempeño o integridad del sistema.

Adicionalmente, la criticidad es descrita como una medida que combina los conceptos de severidad de las consecuencias de falla y la tasa o probabilidad de ocurrencia de las fallas en un definido periodo. Usualmente, la severidad es medida de acuerdo a una categoría de consecuencias; en caso de no tener disponible datos numéricos de la tasa o probabilidad de ocurrencia pueden ser tratados de la misma manera. Por lo tanto, criticidad es entonces medida mediante la combinación de estos índices de una manera definida.[37]

La diferencia entre un FMECA y un FMEA es que el primero es una extensión detallada del FMEA, ya que adiciona el análisis cuantitativo mientras que el otro puede ser desarrollado cualitativamente.

3.4.3.1. Análisis de modos y efectos de las fallas (FMEA)

Un análisis de modos y efectos de fallas es un método sistemático de identificación de los modos de falla de un sistema. El FMEA, puede ser aplicado a un amplio rango de problemas y que debe ser llevado a cabo de una manera limitada durante las fases de planeación, definición, diseño y desarrollo; es importante recordar que el FMEA es únicamente una parte de un programa de confiabilidad y mantenibilidad que contempla diferentes tareas y actividades para la prevención y mitigación de las fallas.[38]

Por lo tanto el FMEA tiene como principales objetivos incluir lo siguiente[37]:

- Identificación y evaluación de todos los efectos indeseables para ser analizados dentro de límites definidos del sistema y la secuencia de eventos traídos a partir cada modo de falla identificado,
- Determinación del significado de cada modo de falla con respecto a la correcta función del sistema o desempeño,
- Una clasificación de los modos de falla, acorde a características relevantes como su detectabilidad, diagnóstico, pruebas, remplazo, operación etc.,
- Una estimación del significado y probabilidad de las fallas.

3.4.3.1.1. Procedimiento

Existen diferentes maneras de conducir y presentar un FMEA, el cual varía dependiendo el grado de complejidad de diseño del sistema, y requiere del desarrollo de un procedimiento individualizado con la información disponible. Sin embargo, el análisis es usualmente hecho de una manera estándar y presentada en una hoja de trabajo que contiene un núcleo de información esencial, que puede ser desarrollado y extendido para adecuarlo al sistema en particular o proyecto en el cual es aplicado. El procedimiento de análisis consiste de cuatro etapas principales[37]. (Ver figura 3.19)

Figura 3.19. Proceso de análisis de un FMEA

a. **Preparación y definición del sistema**. En esta primera etapa, es de suma importancia que el analista cuente con la información disponible necesaria del sistema para ser analizado y llevar a cabo la definición del sistema, incluyendo los requerimientos y límites de diseño, operacionales, funcionales, de mantenimiento y ambientales. Como se enlista en la siguientes categorías:

Estructura del sistema

- Los diferentes elementos del sistema con sus características, desempeños, roles y funciones,
- La conexión lógica entre los elementos,
- Nivel de redundancia y naturaleza de la redundancia (comportamiento),
- Posición e importancia del sistema dentro de toda la instalación (si es posible),
- Entradas y salidas del sistema,
- Cambios en la estructura del sistema por variación del modo de operación.

Definición del sistema

- Duración de cada tarea del sistema,
- El intervalo de tiempo entre pruebas periódicas,
- El tiempo disponible para las acciones correctivas, antes de que ocurran consecuencias serias al sistema,
- La completa instalación, el ambiente y/o el personal, incluyendo interfaces e interacción con operadores,
- Límites del sistema

Usualmente, para el analista es necesario trasladar la información en alguna estructura funcional, RBD o jerárquica.

b. **Establecimiento de los principios básicos y propósitos del FMEA**. En esencia esta técnica tiene como principales propósitos[37]:

- Identificar las fallas que tienen efectos indeseables en la operación del sistema,
- Reconocer mejoras en la confiabilidad y/o seguridad del sistema,
- Reconocer mejoras en la mantenibilidad mediante la identificación de áreas de riesgo o inadecuadas para el mantenimiento,

De forma que para poder llevar a cabo el procedimiento de manera adecuada, es importante haber definido los propósitos antes mencionados. Sin embargo, es necesario tener en cuenta los siguientes conceptos que resultan ser los principios básicos para el comienzo del análisis y que son el pilar fundamental de esta técnica:

- Descomposición del sistema en “elementos”,
- La definición de un diagrama de la estructura funcional del sistema,
- El concepto de modo de falla (por ejemplo, una parte puede tener distintos modos de falla o un modo de falla puede involucrar diferentes partes),
- Identificación de nuevas características físicas o nuevos requerimientos,

c. **Llevar a cabo el FMEA usando una hoja de trabajo apropiada**. La importancia de tener una buena administración de la información, es un factor clave en la comprensión y análisis de los resultados que permiten identificar oportunidades de mejora en el sistema, así como en su evolución. Por tal razón, es necesario definir un formato de hoja de trabajo del FMEA

para adecuar los requerimientos de los proyectos, el núcleo de la información considerada como esencial es la siguiente:

a. El nombre del elemento analizado en el sistema,
b. Función desempeñada por el elemento,
c. Número de identificación del elemento,
d. Modos de falla del elemento,
e. Causas de falla,
f. Efectos de las fallas sobre el sistema,
g. Métodos de detección de fallas,
h. Disposiciones de compensación,
i. Severidad de los efectos,
j. Comentarios.

Cualquier otra información que sea requerida necesita ser definida por el analista acorde al formato de la hoja de trabajo de un FMEA.

d. **Reporte completo del análisis incluyendo cualquier conclusión y recomendación**. El reporte debe ser un resumen de lo siguiente:

- Un histórico detallado de los análisis y los diagramas de bloques o funcionales que definen la estructura del sistema;
- Breve descripción del método de análisis, así como el nivel al cual fue conducido;
- Importantes recomendaciones para los diseñadores;
- Fallas que, cuando inicialmente ocurren solas, resultan en efectos serios;
- Fallas que no tienen efecto;
- Cambios de diseño que ya han sido incorporados como resultado del FMEA.

FMEA

Nivel del instrumento:	Diseñado por:	Preparado por:
Hoja no.:	Elemento:	Aprobado por:
Fase del proyecto:	Problema:	fecha:

ID elemento	Elemento descripción-función	Falla funcional	Modo de falla	Posibles causas de falla	Síntoma detectado por	Efectos de las fallas	Disposiciones de compensación contra la falla	Clase de severidad	Tasa de fallas (F/Mhr)	Recomendaciones y acciones tomadas

Figura 3.20. Ejemplo del formato de una hoja de trabajo FMEA

3.4.3.1.2. Análisis

Como se ha mencionado, el propósito principal de un FMEA es identificar el efecto de todos los modos de falla de los elementos constituyentes del más bajo nivel del sistema. Para lograr esto, el *análisis* debe ser llevado de la manera siguiente[37]:

i. Identificar todos los elementos del sistema o subsistema, para que cada uno de ellos tenga sus modos y efectos analizados.
ii. Seleccionar el primer elemento para el análisis y determinar la función en el sistema.
iii. Deducir todos los posibles modos de falla del elemento, debido a cualquier causa posible.
iv. Postular la causa de falla más probable para cada modo de falla. Comúnmente no será posible considerar todas las posibles fallas porque el rango es muy amplio, pero el más representativo con respecto al elemento.
v. Deducir los efectos de la falla sobre el subsistema y sistema.
vi. Determinar la información necesaria del primer modo de falla del primer elemento.
vii. Repetir todos los pasos anteriores para todos los otros modos de falla del primer elemento.
viii. Repetir todos los pasos para todos los otros elementos.

Si se realiza el FMEA en etapas que, cada una relaciona *niveles* separados de la estructura jerárquica del sistema, los efectos de falla del nivel más bajo se vuelven los modos de falla del siguiente nivel, como se muestra en la figura 3.21.[37]

El análisis entonces, debe proceder como se indica a continuación:

1. Identificar el nivel más bajo de los FMEAs apropiado para la siguiente etapa en el sistema acorde a la estructura jerárquica definida por los diagramas de bloques o funcional.
2. Desarrollar el FMEA para cada falla de cada elemento, desde su nivel más alto en la estructura del sistema como se indica en los puntos ii al viii.
3. Repetir los dos pasos anteriores para cualquier nivel más alto en la estructura del sistema.

Es importante destacar que un análisis menos detallado puede ser justificado por un sistema basado en un diseño maduro, con una buena confiabilidad, mantenibilidad e histórico de seguridad. Contrariamente, es necesario un análisis más detallado para cualquier sistema con nuevo diseño o sin histórico de confiabilidad.

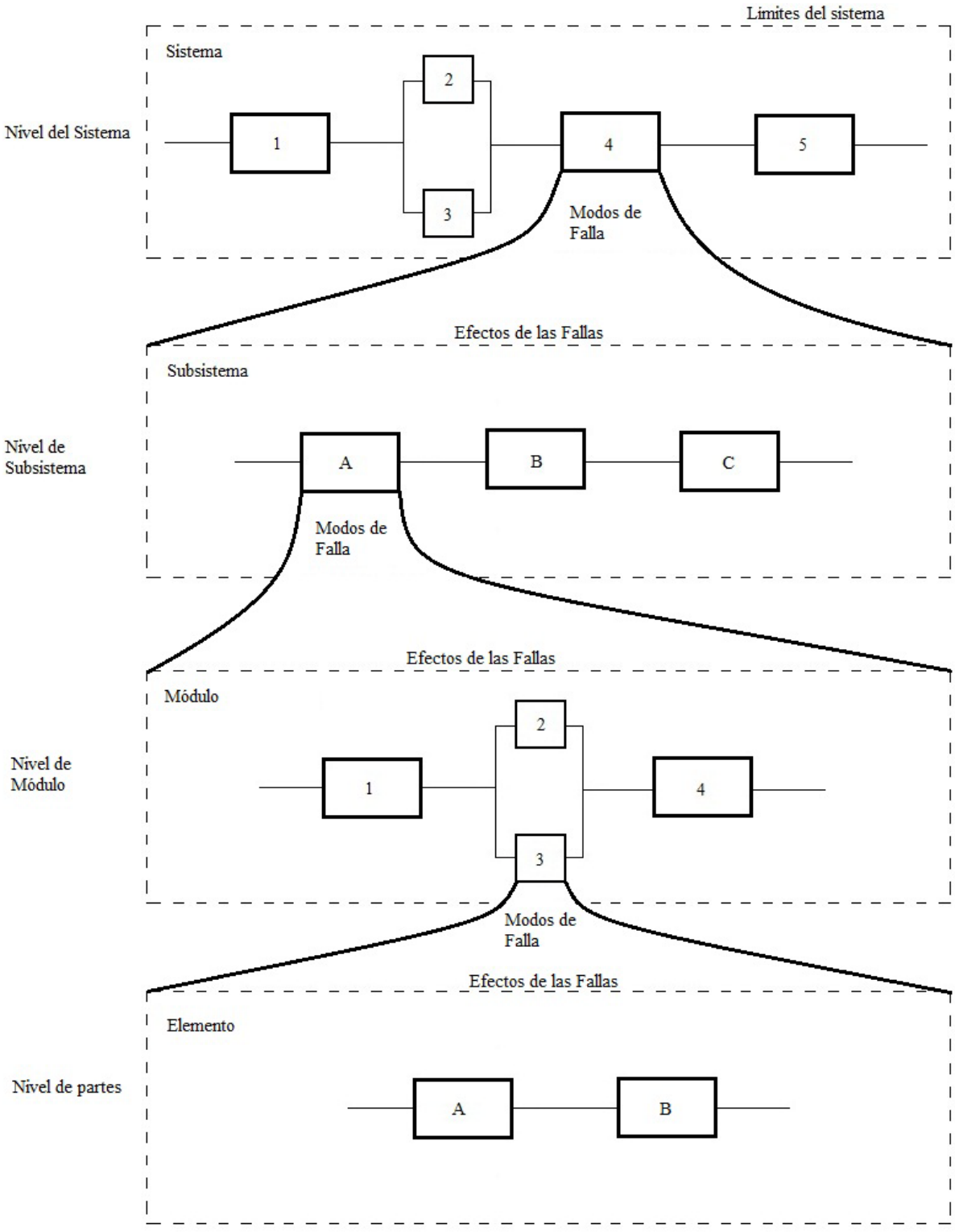


Figura 3.21. Relación entre los modos de falla y los efectos de las fallas en un sistema por etapas[37]

La clave para llevar a cabo un análisis óptimo es la identificación de los elementos críticos y sus modos de falla, causas y efectos que pueden ser mejorados mediante la preparación o conocimiento anticipado de una lista de *modos de falla* tomando en cuenta lo siguiente:

i. El uso del sistema;
ii. El elemento en particular del sistema involucrado;
iii. El modo de operación;
iv. Las especificaciones operacionales pertinentes;
v. Los tiempos de acción;
vi. El ambiente.

En un FMEA, las definiciones de *modos de falla*, *causas de falla* y *efectos de falla* dependen del nivel de análisis, como se mencionó anteriormente, los efectos de falla identificados a un nivel más bajo pueden volverse los modos de falla en un nivel más alto. Un ejemplo, de los modos de falla generales se presenta en la tabla 3.3.

	Modo de Falla
1	Falla durante la operación
2	Falla para operar a un tiempo prescrito
3	Falla para cesar operación a un tiempo prescrito
4	Operación prematura
Nota: esta lista proporciona únicamente un ejemplo. Diferentes listas serían requeridas para diferentes tipos de sistemas.	

Tabla 3.3. Ejemplo de una serie de modos de falla generales[37]

Sin embargo, todos los tipos de modos de falla pueden ser clasificados dentro de una o más categorías, consecuentemente, la lista necesita ser expandida para hacer las categorías más específicas, como se muestra en la tabla 3.4 donde se describen los modos de falla de los equipos submarinos de producción en la industria petrolera. Todos los potenciales modos de falla pueden ser identificados y descritos si el análisis es llevado a cabo en conjunto con especificaciones y requerimientos de operación.

Clase de equipo [b]				**Modos de falla** [a]			
Sistemas de Control Submarino	Árboles	Bombeo Submarino	Risers	Descripción	Ejemplos	Código [c]	Tipo [d]
X		X		Falla en la función	Falla para responder a la señal o activación	FTF	1
	X			Falla para abrir en demanda	No abre en demanda	FTO	1
	X			Falla para cerrar en demanda	No cierra en demanda	FTC	1
	X			Falla en conexión/desconexión en demanda	No conecta o desconecta en demanda	FTL	1
	X			Falla para ajustar o desajustar	Falla en operaciones de montado/recuperación	SET	1
X	X	X		Operación errática o intermitente	No hay una operación continua	SPO	2
		X		Alta salida	Velocidad de salida del fluido por encima de la aceptada	HIO	2
X		X		Baja salida	Entrega/salida del fluido por debajo de la aceptada	LOO	2
X	X			Energía insuficiente	Falta de energía o muy baja potencia	POW	1
X				Pérdida de redundancia	Una o más unidades redundantes fallaron	LOR	2
	X			Pérdida de contención	Uno o más barreras contra el escape del aceite/gas se perdió	LOB	2
	X		X	Taponamiento o estrangulación	Restricción parcial o completa del flujo	PLU	1
X	X	X	X	Fuga externa del fluido del proceso	Fuga al mar de petróleo, gas, condesado, agua	ELP	3
X	X		X	Fuga externa de fluidos auxiliares	Fuga al mar de lubricante, refrigerante.	ELU	3
X	X	X	X	Fuga interna- mediana utilidad	Fuga interna de hidrocarburos o fluidos auxiliares	ILU	3
X		X		Lectura anormal del instrumento	Falsa alarma, falla en los indicadores	AIR	2
	X		X	Deficiencia estructural	Daños en material (grietas, desgaste, fracturas, corrosión)	STD	3
X	X	X	X	Otras	Modos de falla que no cubrieron los anteriores	OTH	-

a, Aunque no es un requisito, se recomienda que, para los equipos submarinos, los modos de falla también se registren en un nivel jerárquico.
b, Los códigos indicados se aplican a clases de equipos marcados con "X"
c, Un código abreviado propuesto para el modo de fallo
d, Uno de los tres tipos de modos de fallos listados a continuación; dependiendo el tipo de falla, pueden aplicarse a más de una de estas categorías (por ejemplo, un escape severo puede conducir a la paralización de los equipos):
1) La función deseada no es obtenida;
2) Pérdida de la función especificada o aceptado fuera de los límites operacionales;
3) Indicación de falla es observada, pero no hay un impacto inmediato y crítico sobre la función del equipo.

Tabla 3.4. Lista de los modos de falla para equipo submarino en la industria petrolera[39]

En general, la identificación de los modos de falla y la determinación de acciones correctivas son de suma importancia, más aún, **es importante identificar, y si es posible, diseñar fuera de los modos que conocemos su tasa de ocurrencia** para asegurar una buena confiabilidad y disponibilidad de los equipos submarinos en los proyectos costa fuera. Sin embargo, no es suficiente con identificar los posibles modos de falla del sistema, sino que también las posibles causas asociadas las cuales deben ser identificadas y descritas, para estimar su probabilidad de ocurrencia y su consecuencia, descubrir sus efectos secundarios e idear acciones correctivas necesarias. Todas las causas potenciales independientes necesitan ser identificadas y descritas ya que un modo de falla puede tener más de una causa, así conforme aumente el grado de consideración de todas las posibles causas, mayor madurez tomará el FMEA para llevar a cabo los cambios necesarios en el diseño, operación o acciones preventivas. La tabla 3.5 nos muestra algunos ejemplos de posibles causas de falla.[37]

Tipo	Ejemplos
Especificaciones	Declaraciones omitidas o erróneas
Diseño	Mala aplicación Error de diseño Omisión en el diseño
Fabricación	Acciones erróneas Error de procedimientos durante la fabricación
Instalación	Acciones omitidas Acciones erróneas Errores en el procedimiento Falla en el equipo de instalación
Operación	Operación fuera de procedimiento Falla en equipo
Ambiente	Temperatura Vibración Corrosión

Tabla 3.5. Ejemplos de posibles causas de falla

En un análisis de confiabilidad, no es suficiente considerar sólo las fallas aleatorias o independientes; algunas fallas de "causa-común" (o "modo-común", CCF por sus siglas en inglés) pueden ocurrir, esta causa degrada el desempeño del sistema o falla a través de deficiencias simultáneas en varios componentes del sistema, debido a una única fuente tal como *error de diseño* o *error humano*. Un CCF es el resultado de un evento que, a causa de dependencias lógicas, causa una coincidencia de estados de falla en dos o más componentes (excluyendo fallas secundarias causadas por los efectos de una falla primaria). Las CCFs pueden ser analizadas cualitativamente usando FMEA, ya que como se ha subrayado, el FMEA es un procedimiento para examinar exitosamente cada modo de falla y causas asociadas, lo que hace posible un estudio de todas las causas que pueden inducir CCF potenciales.[37]

En general, la identificación de los modos de falla y sus causas determinan, en consecuencia los *efectos de las fallas*. Un *efecto de falla* es la consecuencia de un modo de falla en términos de la operación, función o estado de un sistema; tal efecto puede ser causado por uno o más modos de falla de uno o más elementos. La consecuencia de cada modo de falla sobre la operación de un elemento, función o estado necesita ser identificado, evaluado y constatado. Un *efecto de falla* puede también influenciar al siguiente nivel por encima y al más alto nivel bajo análisis. Por lo

tanto, podemos distinguir dos distintas maneras de comprender la evaluación de los efectos: *efectos locales* y *finales*. La expresión "*efectos locales*" refiere a los efectos de los modos de falla sobre el elemento del sistema en consideración. El propósito de la identificación de los efectos locales es proporcionar las bases de juicio cuando se evalúan provisiones alternas existentes o acciones correctivas recomendadas. De tal manera, que el "*efecto final"* puede ser resultado de múltiples fallas con un impacto sobre el más alto nivel en el sistema; por ejemplo, falla en un dispositivo de seguridad tiene un efecto catastrófico final únicamente en el evento en que, ambos, falla del dispositivo de seguridad y la función principal para el cual fue diseñado, van más allá de los límites permitidos. Por lo tanto, es importante que un resumen de los efectos de las falla sea incluido en función de determinar la probabilidad de los efectos de las fallas en el sistema y establecer prioridades para remediar o prevenir estas acciones.

3.4.3.1.3. Usos y aplicación

El FMEA es un método principalmente adaptado al estudio del material y fallas de equipos y puede ser aplicado a sistemas basados en diferentes tecnologías (eléctrica, mecánica, hidráulica etc.) y combinación de estas. En los proyectos, el FMEA es la actividad principal en la ingeniería de confiabilidad en el apoyo de la revisión del concepto de diseño y debe ser puesto en uso desde las primeras etapas de diseño del sistema y actualizado tanto como el progreso del proyecto y el diseño sean modificados.

En esencia, el FMEA es comúnmente empleado para revisar el diseño, y puede ser esencial para la demostración de conformidad del sistema diseñado para los estándares y regulaciones requeridas así como los requerimientos del operador.

Algunas aplicaciones y beneficios del FMEA son[37]:

a) Para evitar modificaciones costosas mediante la identificación temprana de deficiencias de diseño,
b) Para identificar fallas que son cuando ocurren solas o en combinación, tienen efectos inaceptables o significantes, y determinan los modos de falla que pueden afectar seriamente la operación deseada o requerida,
c) Para determinar la necesidad de: redundancia, mejoramiento en el diseño, chequeos de componentes, diseño de características que garanticen que el sistemas falle en un preferido modo de falla, selección de materiales alternativos, partes, dispositivos y componentes,
d) Identificar serias consecuencias de falla y la necesidad de cambios en el diseño y/o reglas de operación,
e) Para garantizar que el programa de pruebas de desarrollo puede detectar potenciales modos de falla,
f) Para enfocar la atención sobre áreas clave y concentrar el control de calidad, inspección y control en el proceso de fabricación,
g) Proporcionar un sistemático y riguroso enfoque en el estudio de la instalación en el cual el sistema se fija,
h) Para mejorar el conocimiento y entendimiento del comportamiento del equipo estudiado,

i) Generar diseñadores con un entendimiento de los factores que influyen en la confiabilidad del sistema.

Cabe mencionar, que éstos son solo una serie de una gama amplia de aplicaciones y beneficios que pueden ser obtenidos de un FMEA, dependiendo el enfoque de estudio por el cual es llevado a cabo, sin embargo, siempre resultará una herramienta útil en los análisis y diagnósticos de confiabilidad.

3.4.3.2. Análisis de criticidad

El análisis de criticidad es aplicado como una extensión de un FMEA, para ser ahora un análisis del modo, efecto y criticidad de las fallas (FMECA por sus siglas en inglés). Básicamente, *criticidad* es un parámetro que permite priorizar las actividades de control y/o mitigación de las fallas, al relacionar la frecuencia de un evento potencial no deseado con sus consecuencias probables. Criticidad es evaluada mediante una medida subjetiva de la severidad del efecto y una estimación de la probabilidad o frecuencia esperada de su ocurrencia, para finalmente obtener un conjunto de clases de severidad que va desde lo catastrófico a lo menor, con particular referencia del rango al posible daño a las personas, instalaciones y economía resultado de la falla de un elemento en análisis.[33, 37]

El propósito del análisis de criticidad es cuantificar la importancia relativa de cada efecto de falla. Usando los efectos de falla identificados mediante el FMEA, cada efecto es colocado a una apropiada clase de severidad para después asignarle una probabilidad o frecuencia que puede ser estimada o determinada de bases de datos de fallas. *La clase de severidad y frecuencia o probabilidad para cada evento constituyen juntos la criticidad del efecto.* Ellos pueden ser presentados en una malla de criticidad donde pueden ser colocadas bandas de criticidad, como se muestra en la figura 3.22, o presentado en forma de rango de contribuciones a la frecuencia total de cada clase de severidad.

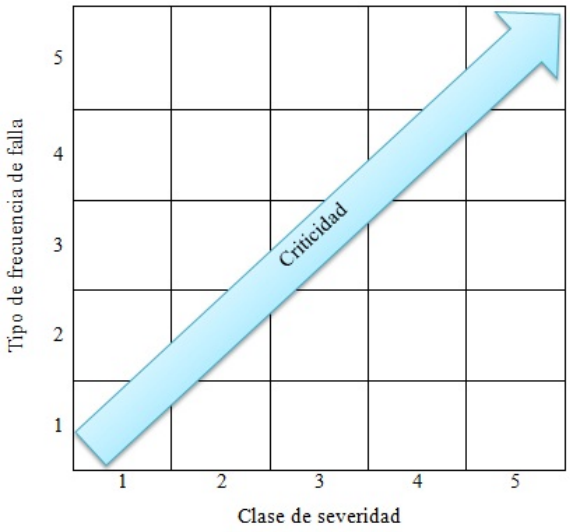


Figura 3.22. Ejemplo de una malla de criticidad[37]

3.4.3.2.1. Procedimiento

Los pasos fundamentales en el procedimiento para un FMECA son los mismos descritos para un FMEA; adicionalmente, el análisis de criticidad incorpora los siguientes pasos[29, 37]:

1. **Asignación de la severidad de los efectos de fallas basados en el peor caso de escenario de las consecuencias**; la severidad es determinada mediante:

Definición de clase de severidad.- en términos generales, se puede decir que criticidad es una medida de riesgo que muestra principalmente la manera de predecir la severidad de un efecto de falla. En los análisis probabilísticos de riesgos las consecuencias del efecto son evaluados en detalle; en el análisis de criticidad la severidad de un efecto es revisado y clasificado en un grupo de clases de severidad definidas previamente por los analistas. Cada falla es clasificada mediante la severidad de sus efectos sobre todo el desempeño del sistema y seguridad. No obstante, hay categorías generalmente aceptadas que pueden aplicar a la mayoría del equipo, basados en las consecuencias que pueden estar cualitativamente clasificadas de acuerdo a su severidad:

a. Muerte o lesión a personal de operación o terceros,
b. Daño al ambiente,
c. Daño a equipo externo o al equipo en sí mismo,
d. Pérdidas económicas debido a caída de producción, función o al equipo en sí mismo,
e. Falla para completar una tarea debido a la inhabilitación del equipo para desempeñar su principal función.

Es esencial que todos los factores relevantes sean considerados a causa de su impacto sobre la evaluación del sistema, con respecto a factores tales como, desempeño, costo, tiempo, seguridad y riesgo. Un ejemplo de escalas de severidad se muestra en la tabla 3.5 basados en la degradación del equipo, función del sistema o misión, daño y perjuicio a la empresa.

Severidad	Equipo	Sistema/misión	Personas	Empresa
5	Destrucción definitiva o supuesta degradación de otro equipo funcional	Pérdida total de la capacidad	Pérdida de vida	Pérdida de la producción y planta principal. Dudosa sobrevivencia de la empresa
4	Falla completa o daño al equipo funcional bajo consideración	Pérdida de 40% a 80% de la capacidad	Lesiones severas	Pérdida moderada de la producción y planta
3	Degradación significante del equipo funcional, bajo consideración o incremento sustancial en la carga del trabajo del operador	Pérdida de 10% a 40% de la capacidad	Lesiones moderadas con recuperación completa	Perdida significante de la producción
2	Degradación menor del equipo funcional bajo consideración	Pérdida menor al 10% de la capacidad	Lesiones menores	Pérdida menor de la producción
1	Efectos insignificantes sobre el desempeño del equipo funcional bajo consideración	No o insignificantes efectos sobre el proceso	No lesiones	No o insignificante pérdida de producción

Tabla 3.6. Ejemplos de escalas de severidad de los efectos de fallas[37]

Finalmente, se procede *asignar una clase de severidad* al efecto para cada modo de falla. Esto es fácilmente llevado a cabo en la hoja de trabajo del FMEA. El formato mostrado en la figura 3.20, proporciona una columna para este propósito.

2. **Evaluación y asignación de la frecuencia de los eventos.**

La ocurrencia de un efecto de falla en un periodo de tiempo especificado puede ser llamada como *frecuencia del efecto* o la *probabilidad de ocurrencia del efecto*.

Idealmente, la *frecuencia de ocurrencia* es predicha del histórico de fallas y depende del grado de relevancia, calidad y cantidad del histórico de datos. La predicción debe tomar en cuenta lo siguiente:

a. El tiempo requerido para la función del sistema, referido como ciclo de vida de operación o una unidad de tiempo, por ejemplo, 1 año,
b. La tasa de falla del elemento bajo condiciones de referencia ambientales y de carga;
c. El ambiente en el que el elemento será empleado;
d. La proporción de la tasa de falla del elemento atribuido a un relevante modo de falla;
e. La probabilidad de ocurrencia del modo de falla, el cual causará la falla de la función del sistema;
f. La proporción del tiempo requerido para el cual el elemento estará en uso;

El enfoque de evaluación de la frecuencia de los eventos más sencillo será determinado por los datos disponibles. Si bajo condiciones de operación y ambientales se cuenta con la información disponible de las tasas y sus modos de falla de los elementos a ser analizados, entonces las frecuencias de los eventos pueden ser añadidos directamente al FMECA. En la mayoría de las ocasiones, es común tener disponible la información de las tasas de fallas antes que la de sus modos de fallas de los elementos, por lo tanto, es necesario calcular las frecuencias de los eventos, así también, cuando las condiciones ambientales y de operación resulten distintas.

3. **Asignación de los modos de falla en una matriz de criticidad**

Como resultado final de la determinación de la clase de severidad, frecuencia o probabilidad de los efectos de los modos de falla se obtienen una *matriz de criticidad*.

Una matriz de criticidad muestra la clase de severidad como el eje de las abscisas y la frecuencia de las fallas como el eje de las ordenadas. En el ejemplo de la figura 3.22, el rango de frecuencia en el eje de *frecuencia de fallas*, así como, de la clase de *severidad* en su eje respectivo, son arbitrariamente divididos en cinco clases correspondientes: muy baja, baja, media, alta y muy alta.

Las escalas de severidad y frecuencia son determinadas de tal forma que, en la parte superior izquierda de la matriz representa la más alta frecuencia para cualquier evento, de la misma manera el lado inferior derecho representará la más alta severidad de un evento.

3.4.3.2.2. Evaluación

Finalmente, la evaluación de criticidad requiere la identificación de las acciones correctivas requeridas para eliminar o mitigar el riesgo y evaluar los efectos de tales acciones; por otra parte, exige una predicción cuantitativa de las consecuencias de cada evento de falla y de esta manera hallarse en un análisis amplio de probabilidad de riesgos, así como, un parámetro de determinación de la madurez de la evolución de confiabilidad en los sistemas.

Durante el análisis de los resultados, los siguientes enfoques son útiles en la evaluación de la criticidad en los FMECA, los cuales resultan ser factores clave en la toma de decisiones acerca de las acciones correctivas requeridas:

a. Construcción de la *matriz de criticidad*;
b. Clasificar los eventos de falla, mediante su *contribución* a la frecuencia total de falla de cada severidad.

Cuando ha sido clasificada la severidad de los efectos de falla y asignada una clase de frecuencia respectivamente, los efectos son trazados en un cuadro correspondiente al producto de la escala relativa de severidad y frecuencia. El significado que proporcionan los cuadros es definido como banda de criticidad. Una matriz con letras indica la banda de criticidad para el cual corresponde cada cuadro. La banda D se considera aceptable, mientras que C, B y A tienen grados de incremento en inaceptabilidad considerando al último como el peor evento.

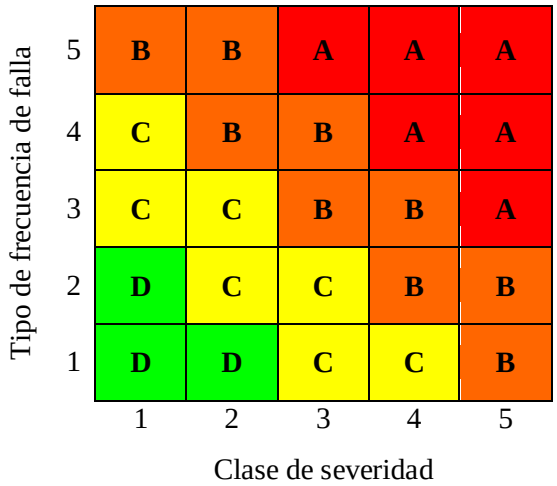


Figura 3.23. Ejemplo de una Matriz de Criticidad con bandas de criticidad

El último punto involucra la asignación de la frecuencia de fallas en los niveles de modo, elemento, subsistema y sistema, y el cálculo de la *contribución* de cada modo, elemento, subsistema, asociada a su clase de severidad. Esto identifica la contribución dominante en cada categoría y severidad, logrando así, enfocar la atención en estas áreas donde deben ser priorizadas las acciones correctivas en la mejora de la confiabilidad.

Las contribuciones pueden ser determinadas en dos aspectos diferentes: a la frecuencia de falla del sistema, sin considerar la severidad (sistema base) y, a la frecuencia del evento en base a su severidad. A continuación se muestra la determinación de las contribuciones correspondientes[37]:

Cálculo de las contribuciones

Cuando la contribución de la frecuencia de fallas sin respecto a su severidad del sistema son requeridas para el análisis o comparación con los demás elementos se calcula como:

i. *Cálculo de las contribuciones de la frecuencia el sistema para cada nivel de sistema*

$$\text{contribución del susbsistema} = \frac{\text{frecuencia del subsistema}}{\text{frecuencia del sistema}}$$

$$\text{contribución del elemento} = \frac{\text{frecuencia del elemento}}{\text{frecuencia del sistema}}$$

y así sucesivamente.

Donde las contribuciones clasificadas con respecto a su severidad se calculan como:

ii. *Cálculo de la contribución de la frecuencia del sistema para diferentes clases de severidad*

$$\text{contribución del subsistema} = \frac{\text{frecuencia del subsistema para la severidad X}}{\text{frecuencia del sistema para la severidad X}}$$

$$\text{contribución del elemento} = \frac{\text{frecuencia del elemento para la severidad X}}{\text{frecuencia del sistema para la severidad X}}$$

y así sucesivamente.

Así es como se clasifican las contribuciones de las frecuencias de fallas del sistema con respecto al nivel en el mismo o de su severidad.

3.4.3.2.3. Ventajas y debilidades

Bajo el entendimiento de que el FMEA & FMECA lograrán su madurez conforme los análisis se implementen y actualicen constantemente con las acciones implementadas, así como de incorporaciones nuevas con respecto a diseño, equipo o procedimiento, podemos concluir las siguientes ventajas y debilidades de los FMEA & FMECA[29, 38]:

- Ventajas
  a. Aplicable a todas las etapas de los proyectos.
  b. Herramienta versátil, aplicable a niveles altos de sistemas, componentes y procesos.
  c. Puede priorizar áreas débiles de diseño.
  d. Identificación sistemática de todos los modos de falla.
  e. Puede ser desarrollada por un solo analista.

- Debilidades
    a. No identifica las causas raíces de los modos de falla.
    b. Algunas tareas requieren de un mayor tiempo de análisis.
    c. Sus beneficios dependen de la experiencia del analista.
    d. Resulta complejo para cubrir múltiples fallas y errores humanos.

La principal consideración en la selección del método de análisis de confiabilidad, depende en particular de los requerimientos del proyecto; no sólo con respecto a los requerimientos técnicos, sino también de la escala de tiempo, costos, eficiencia y uso de los resultados.[37]

CAPÍTULO IV
ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO

4.1. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

La administración de riesgos comprende el proceso de coordinar actividades y recursos en la toma de decisiones a partir del estudio de riesgo y en el análisis de las opciones de control, considerando aspectos legales, sociales y económicos; establece un programa de medidas de eliminación, prevención y control, hasta la preparación de planes de respuesta a emergencias. Las actividades pueden ser desde la planeación, programación, hasta la investigación y contratación de expertos; incluyen recursos con habilidades humanas y experiencia, instalaciones, equipos y fondos.[36]

En su conjunto con una serie de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de ocurrencia de daños, asociados a factores internos como externos, la administración de riesgos, tiene la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias y probabilidades de ocurrencia basado en un sistema de gestión, que permita a cualquier organización administrar de manera óptima la información necesaria y disponible de los riesgos para su estudio y análisis.[10]

4.1.1. Importancia de la administración de la seguridad en la industria petrolera

Recientemente los especialistas han empezado a diferenciar entre las palabras “peligros” y “riesgo”. El término “*peligro*” es usualmente asociado con daños al bienestar del personal, daños a la propiedad como barcos, su cargamento y equipo, o al ambiente. Por esta razón una definición generalizada está dada como[36]:

“*Un peligro es algo que puede dirigir a un resultado indeseable en el proceso de encontrar un objetivo”*

Dentro del contexto de seguridad, algo que ocasiona un resultado indeseable involucra:

- Lesiones al personal
- Daños a la propiedad
- Afectación al ambiente
- Una combinación de cualquiera de las tres

En el sentido genérico, “algo” puede ser físico, mental o cualquier otra forma. Puede ser útil pensar en los peligros como barreras u obstáculos que impiden que el objetivo sea logrado completa o parcialmente. Un ejemplo, que nos ayude a comprender de manera más clara puede ser cumplir a una cita a una cierta hora especificada; a las 9 am mediante vehículo. Algunos peligros pueden ser:

- Encontrarse con tráfico durante el camino
- Descompostura del vehículo en el camino
- Quedarse sin gasolina
- Búsqueda de un documento clave previo a la hora programada
- Perderse la ruta o tomar un camino equivocado

Para el término "*riesgo*" se han dados muchas interpretaciones y está dada como[10]:

"El riesgo es la posibilidad, expresada también como una probabilidad o frecuencia de materializarse un peligro y sus consecuencias"

Es útil para comenzar desde lo básico, analizar los mayores efectos registrados a lo largo de la historia en la industria petrolera.

Pérdidas humanas, producción o de los activos fijos por incidentes han influenciado significativamente el ímpetu de la industria petrolera hacia objetivos de prevención y reducción de riesgos. Así como la preocupación de los organismos gubernamentales y reguladores en definir lineamientos estrictos y recomendar las mejores prácticas para garantizar la seguridad y protección ambiental y minimizar así, los posibles eventos no deseados. Eventos catastróficos y mortales han demostrado la gran importancia en la identificación de los riesgos. Ejemplo de lo anterior, los peores eventos que han marcado a la industria petrolera a lo largo de toda la historia de la mortalidad en accidentes y los mayores derrames de crudo. (Ver figuras 4.1, 4.2 y 4.3)

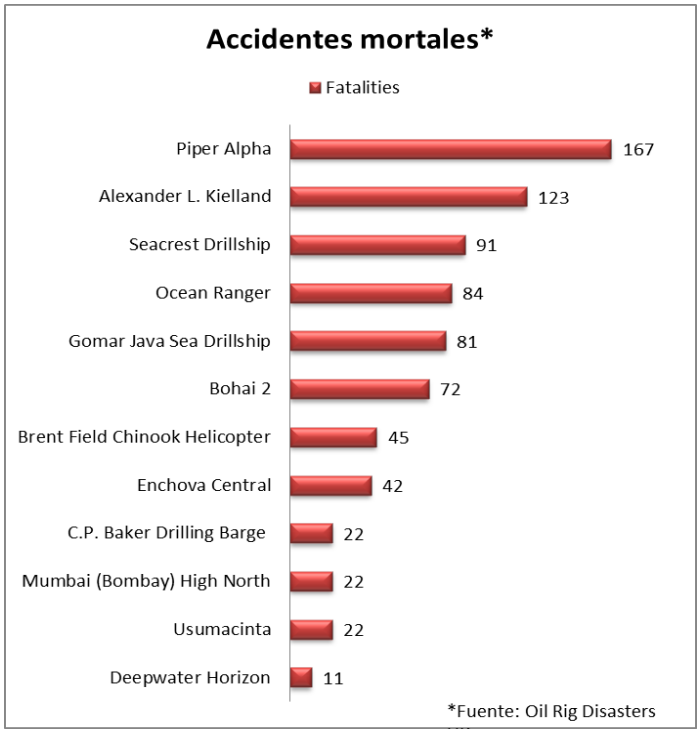


Figura 4.1. Mortalidad en accidentes en la industria petrolera[40]

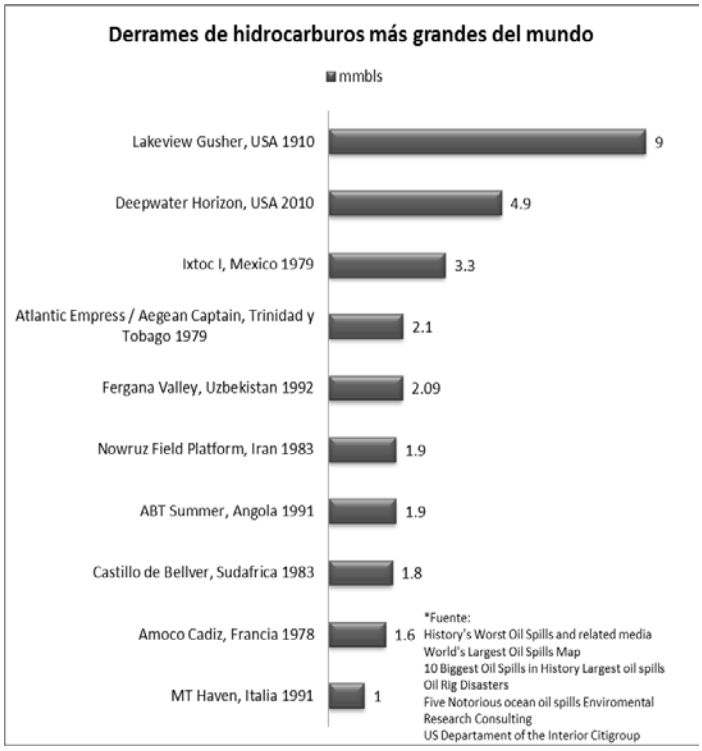


Figura 4.2. Los diez derrames de hidrocarburos más grandes del mundo[41]

Figura 4.3. Los accidentes más costosos en la industria petrolera[40]

Desafortunadamente no podemos decir que estos accidentes nunca sucederán, porque el riesgo nunca desaparece y la industria necesita hacer todo lo posible para asegurar que no suceda nuevamente.

En los accidentes registrados a lo largo de la historia, la probabilidad de materializarse los peligros y sus consecuencias resultaron en verdaderas catástrofes. El objetivo del análisis de riesgos es determinar los efectos y la frecuencia de los eventos no deseados.

Para describir la relación que existe entre estos dos parámetros, consideraremos un ejemplo aplicado a la industria petrolera. En este ejemplo, la atención está enfocada en los procesos u operaciones que se llevan a cabo en las instalaciones petroleras (extracción, procesamiento, almacenamiento o transporte etc.). El objetivo es realizar estas actividades bajo la premisa de cero accidentes ni daños al medio ambiente, de tal manera que se analizarán tres tipos de instalaciones:

1) En tierra, donde las instalaciones se centran principalmente en los pozos, tanques de almacenamiento, ductos, etc., donde podría considerarse mayor área de interacción, con adecuada infraestructura y recursos de contención.
2) Instalaciones flotantes (FPSO, FSO y semisumergibles), instalaciones que constituyen operaciones que abarcan desde la perforación, almacenamiento, transporte y procesamiento de los fluidos producidos del yacimiento, como una sola infraestructura, donde puede existir mayor peligro de explosión y derrames al exterior.
3) Instalaciones fijas costa fuera, considera las instalaciones tales como, plataformas de perforación, de proceso y habitacionales, la infraestructura concentrada en una área limitada por espacio y donde todos los recursos para llevar a cabo las actividades se encuentran ubicadas en el sitio.

Vamos analizar uno de los peores casos en la industria: una *explosión,* aplicado a las instalaciones en tierra, fija y flotantes.

Para estudiar este caso, consideraremos dos factores: el ambiente donde se desarrollan las actividades y la severidad o consecuencia de una explosión. Una manera de describir el comportamiento es analizar la tendencia del escenario mostrada en la figura 4.4 donde las variables son: consecuencias (C) y probabilidad de ocurrencia (P) de una explosión en las instalaciones antes descritas.

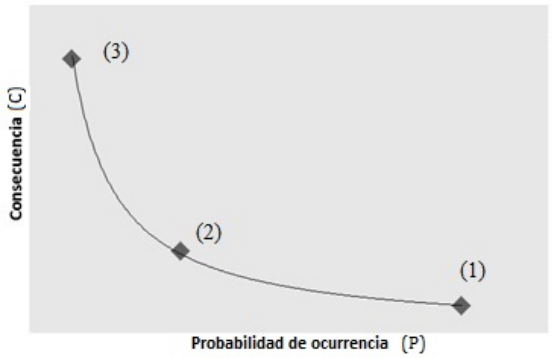


Figura 4.4. Tendencia de las explosiones en las instalaciones petroleras

En la tendencia podemos observar lo siguiente:

a. Para las instalaciones en tierra (1), existe una mayor probabilidad de lograr el objetivo, debido que, si se presentara una explosión, las consecuencias de este evento pueden ser menores debido a la disponibilidad de los recursos en tierra para su atención y mitigación.
b. Para las instalaciones flotantes (2), observamos que las consecuencias del peligro se incrementan, debido a la dificultad para atender la emergencia de forma inmediata en zonas remotas y en consecuencia mayor impacto ambiental y en daños.
c. Finalmente, para las instalaciones fijas costa fuera (3), las consecuencias son mayores debido a la concentración de todos los recursos en un área limitada, además de la distancia de estas instalaciones para atender las emergencias, así como de fuertes consecuencias para la salud, ambiental y del negocio, debido a la interacción en las instalaciones con los equipos e infraestructura submarina del campo.

Se puede deducir que la tendencia de las consecuencias de una explosión en instalaciones petroleras, tiene un comportamiento inversamente proporcional a la probabilidad de ocurrencia. Sin embargo, es necesario determinar una forma de medir los peligros bajo ciertos aspectos, con el objeto de identificar los de mayor impacto y frecuencia durante el desarrollo de nuestros objetivos. Por tal razón, en el análisis de riesgos la forma de medir y evaluar los peligros se basa en estos dos aspectos fundamentales: consecuencia y frecuencia.

$$R = CxP$$

Donde C, es la consecuencia del peligro y P, es la probabilidad de que el peligro ocurra. Lo que esto significa es que el *riesgo* mide el significado de un peligro.[36]

Además, los riesgos pueden clasificarse en[42]:

- **Riesgos identificados.**
  Representan los riesgos potenciales que de manera anticipada se prevén y de cierta forma llegaran a ocurrir, tengan efectos negativos sobre los objetivos. De tal forma que se pueda estar preparado, a través de un plan de administración de riesgos.
- **Riesgos no identificados.**
  Son aquellos que se presentan inesperadamente y que no pueden preverse ni administrarse de forma proactiva, es decir, que aún con el mejor desarrollo del modelo de administración de riesgos, existen factores que contribuyen en la ausencia de una comprensión total de los riesgos y por consecuencia, no lograr considerar todos los posibles eventos. Estos factores pueden ser, falta de experiencia, la incertidumbre, escaso conocimiento y/o diseño de nuevos procedimientos y actividades; generando un grado de vulnerabilidad con el que tenemos que vivir día con día en la industria.

Actualmente, las empresas administran el riesgo mediante su identificación y análisis, para entonces evaluar si el riesgo debe ser modificado mediante su tratamiento, bajo criterios de riesgo. A lo largo de este proceso, la comunicación y consulta con las áreas involucradas, así como, su monitoreo y revisión de los controles que están modificando el riesgo, garantizan su implementación y cumplimiento.

4.2. MODELO DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

El modelo de *administración de riesgos* puede ser aplicado a toda la empresa, sus diferentes áreas y niveles y en cualquier tiempo, así como, a funciones específicas, proyectos y actividades. Aunque la adopción de un procedimiento consistente dentro de una estructura comprensiva, puede ayudar a garantizar que el riesgo sea administrado efectivamente, eficientemente y coherentemente a través de toda la empresa.

La administración es una herramienta empleada en todos los aspectos de la vida cotidiana. Por tal razón, es importante aplicarla a nuestras actividades que nos faciliten la comprensión, análisis y evaluación de las lecciones aprendidas.

Para ilustrar de mejor manera lo anterior, en el siguiente ejemplo analizaremos el deseo de un joven en realizar una reunión. Los principales pasos a seguir pueden ser los siguientes:

- → Decidir, cuál sería el lugar más apropiado para realizar la reunión, tomando en cuenta el número de invitados y la disponibilidad del lugar.
- → Organizar las compras enfocando la atención a los artículos necesitados, precios, calidad del producto, así como su disponibilidad.
- → Realizar las compras en la tienda de su conveniencia.
- → Medir el desarrollo de la reunión mediante el apoyo de las opiniones y críticas la calidad de la reunión, los servicios proporcionados, así como los recursos empleados para su desarrollo.
- → Revisar las lecciones aprendidas y realizar una comparación para futuras elecciones.

Como podemos observar, esto es un sistema de administración y de manera general podemos describir los pasos siguientes[36]:

- Definir: la meta y los criterios para el éxito.
- Organizar: las tareas mediante una cuidadosa preparación.
- Implementar: la decisión en práctica.
- Medir: el desempeño y procedimientos.
- Revisar: los resultados obtenidos y compararlos con un punto de referencia.

Los pasos anteriormente mostrados, son considerados las bases de los modelos de administración y para objetivos de este trabajo, son recomendados ya que proporcionan un flujo de trabajo eficaz y coordinado de las actividades para el logro de los objetivos. De tal forma, se propone una mejor representación de los cinco elementos anteriores, dentro de un ciclo de actividades en el proceso de administración de riesgos, que permite la retroalimentación y mejoramiento de sus elementos, como se muestra en la figura 4.5.[36, 42]

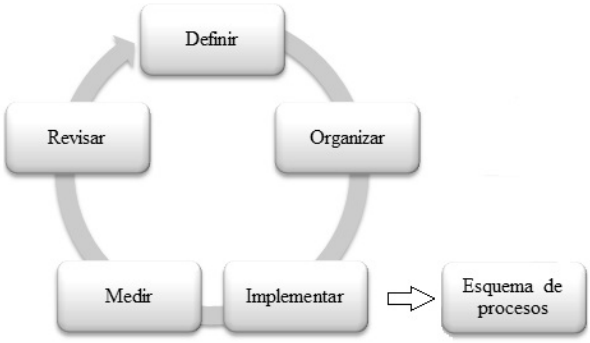


Figura 4.5. Ciclo de actividades en el proceso de administración de riesgos

Para que la administración sea efectiva, una organización[ŧ] debe establecer las metas, objetivos y especificaciones del estudio a todos los niveles considerados y estrictamente alineados en los siguientes principios de la administración de riesgos[10, 45]:

a. **Creación y protección del valor**. La administración de riesgos contribuye a la demostración de logros de los objetivos y mejoramiento en el desempeño, por ejemplo: salud y seguridad, cumplimiento legal y regulatorio, aceptación pública, protección ambiental, calidad, administración del proyecto, eficiencia en operaciones, etc., reflejándose en la protección del personal, activos fijos de la organización, así como de sus operaciones garantizando la disponibilidad e incremento del valor de la organización.
b. **Administración de riesgos es una parte de todo un proceso organizacional**. La administración de riesgos forma parte de las responsabilidades de la administración y una parte integral de todos los procesos organizacionales, incluyendo la planeación estratégica, etc.
c. **Forma parte de la toma de decisiones**. La administración de riesgos ayuda a tomar elecciones informadas, priorizar acciones y distinguir entre distintas alternativas de acción.
d. **Aborda explícitamente la incertidumbre**. La administración de riesgos toma explícitamente en cuenta la incertidumbre, la naturaleza de esta incertidumbre y cómo puede ser abordada.
e. **Sistemático, estructurado y oportuno**. La administración de riesgos es el conjunto de un proceso sistemático, estructurado y enfoque oportuno que contribuye al análisis, obtención y entendimiento de los resultados de forma eficiente, consistente, comparable y confiable.
f. **Basado en la mejor información disponible**. Las entradas del proceso de administración de riesgos están basadas en fuentes de información, tales como, datos históricos, experiencia, observación, pronósticos y juicio de expertos.
g. **A la medida**. La administración de riesgos está alineado con los contextos internos y externos del perfil de riesgo de la organización.
h. **Toma en cuenta los factores humanos y culturales**. Administración de riesgos reconoce las capacidades, percepciones e intenciones de las personas internas y externas, que pueden facilitar o dificultar el logro de los objetivos de la organización.

[ŧ] Por conveniencia, todos los diferentes usuarios de este trabajo son referidos mediante el término general “organización”, en esencia la “organización” puede ser todo aquel individuo, grupo o empresa que aplique la administración de riesgos.

i. **Dinámico, interactivo y sensible al cambio**. Administración de riesgos responde a la sensibilidad al cambio, de la ocurrencia de los eventos internos y externos, cambios del sistema, emerjan nuevos riesgos y otros desaparezcan.

4.3. ELEMENTOS CLAVE DE UN MODELO DE ADMINISTRACIÓN

El proceso de flujo de los elementos clave considerados en la administración, se apoya administrando efectivamente los riesgos, a través de su aplicación en distintos niveles. Asegura que sea adecuadamente empleada y reportada la información del riesgo, base para la toma de decisiones. El proceso de flujo, se conforma de acciones que ofrecen una gestión efectiva a lo largo de toda la administración de riesgos, optimizando el sistema y evitando existan brechas que impidan el desarrollo del proceso en cualquier nivel o área de la administración.[45]

El proceso de flujo no está intentado prescribir un sistema de administración, pero si asistir a las organizaciones y/o compañías en integrar la administración de riesgos dentro de su sistema de gestión. Por lo tanto, estas deben adaptar los elementos de la estructura a sus necesidades específicas. Los cinco elementos básicos, son[36]:

Elemento 1: Definir

El papel de este elemento es definir los objetivos de seguridad. La introducción de la administración de riesgos y la garantía de su eficacia, requieren de compromisos fuertes y sostenibles por la administración de las organizaciones y/o compañías; además, planeación estratégica rigurosa para lograr los compromisos en todos los niveles. Tales aspectos en la administración deben contemplar[36, 43]:

- Políticas definidas y aceptadas de riesgo
- Cumplimiento legal y regulatorio
- Rendición de cuentas y asignación de responsabilidades en los niveles apropiados dentro de la organización
- Garantizar que la estructura de administración de riesgos continúe siendo apropiada

Las organizaciones y/o compañías deben garantizar la responsabilidad, autoridad y competencia apropiada para la administración de riesgos, incluyendo implementación y mantenimiento del proceso y asegurar la exactitud y eficiencia de cualquier control. Así como, las políticas para la administración deben ser explícitas y claras en los objetivos de la organización, el compromiso de administrar el riesgo abordando los aspectos como la manera de ser tratados los conflictos de intereses, la forma de medirlos y reportarlos en el desempeño de la administración, el compromiso para revisar y mejorar periódicamente las políticas y flujo de trabajo de la administración.

Debe recopilarse la información del sistema, objeto del estudio de riesgo, para describir en la definición, como mínimo, lo siguiente: medio natural, localización del sitio; datos climatológicos: colindancias del centro de trabajo y asentamientos humanos; entorno dentro del centro de trabajo y concentraciones de los trabajadores por áreas; los procesos, las tecnologías utilizadas; así como, programas de mantenimiento y planes de emergencia y cualquier otro que la organización considere relevante para el desarrollo del estudio.[10]

Elemento 2: Organizar

Representa la preparación de tareas a ser realizadas, para garantizar que la meta pueda ser lograda, tales como[43]:

a) Adquirir los recursos necesarios para el trabajo, por ejemplo, disponibilidad de expertos y personal. La asignación de los recursos apropiados para la administración de riesgos, no deberá ser un aspecto donde se escatime, siempre y cuando sean asignados de forma efectiva y oportuna.

Tales consideraciones en recursos deben ser dadas en:

- Gente, habilidades, experiencia y competencia,
- Documentación de procesos y procedimientos,
- Programas de entrenamiento y capacitación,
- Información y conocimiento de los sistemas de administración,
- Métodos y herramientas empleadas en la administración de riesgos, y
- Recursos necesitados para cada paso del proceso de administración de riesgos.

b) Examinar las actividades, por ejemplo: métodos de trabajo, escala de tiempo, etc. La evaluación de las actividades, que pueden incluir: social y cultural, político, legal, regulatorio, tecnológico, económico y ambiental, consideraciones de aspectos internacionales, nacionales, regionales o locales, estándares, guías y modelos adaptados por la organización.

c) Asignación de responsabilidades al personal (ejemplo, líderes de equipo).

Elemento 3: Implementar

Este elemento pone en práctica un esquema de procesos, por ejemplo: una serie de funciones arregladas en una secuencia lógica, y en el caso de seguridad el esquema de las funciones a ser desarrolladas consisten en contenidos típicos, como [37]:

- Identificación de los peligros relacionados con la actividad o sistema bajo consideración.
- Evaluación de los niveles de riesgo de los peligros, mediante varios métodos.
- Reducir los niveles de riesgo de los peligros seleccionados con alto nivel de riesgo.

- Monitoreo

Elemento 4: Medir

Este tiene la tarea de medir, si los criterios establecidos, se han cumplido y el costo involucrado es aceptable. Ejemplos de lo anterior incluye, checar que los riegos están dentro de un nivel específico, ejemplo, si las reducciones de riesgo fueron rentables.[36]

Elemento 5: Revisar

Este último elemento abarca una serie de actividades fundamentales en la atención a los resultados obtenidos de la administración e incluye un rango de temas, tales que, garanticen que la administración de riesgos sea efectiva y continúa. Para apoyar el desempeño y cumplimiento de los objetivos, la organización debe:

- Analizar las lecciones aprendidas, por ejemplo: si los principales peligros han sido identificados y sus niveles de riesgo han sido reducidos rentablemente.
- Comparar con un punto de referencia, los cuales deben ser medidos periódicamente en conveniencia. Por ejemplo, si el nivel de seguridad es comparable con los estándares internacionales.
- Eficacia del proceso en sí, es decir, ¿el esquema es lógico y ha sido incorporado a todos los elementos clave?
- Revisión periódica de la estructura de administración de riesgos, políticas y plan apropiados, bajo los contextos internos y externos de la organización.
- Reporte sobre los riesgos, progreso con respecto al plan de administración de riesgos y como las políticas de administración están siendo seguidas.

Lo anterior, debe considerarse como elementos clave basados en resultados, que en conjunto con el monitoreo y sus revisiones, puedan llevarse a un nivel de mejoramiento continuo, donde las decisiones de cómo la administración, políticas y plan pueden ser mejorados.

4.4. FACTORES CLAVE DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

El papel de un modelo de administración de riesgos es de implementar un esquema enfocado a las necesidades del negocio (por ejemplo, el objetivo es la seguridad), de tal forma, que el esquema debe garantizar las mejores prácticas y estándares internacionales.

Factores clave de la administración de riesgos están constituidos en dos partes interconectadas, que en su conjunto constituyen la totalidad la administración de riesgos en cualquier organización y/o compañía. La primer parte consta del sistema de administración y la segunda, el esquema de los procesos de implantación que lo complementa, figura 4.6.

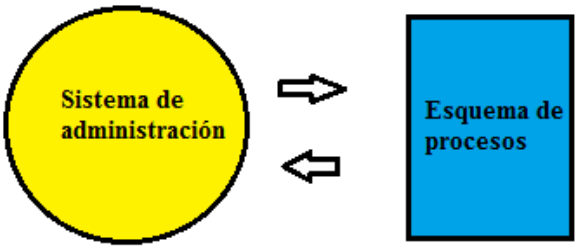


Figura 4.6. Modelo de administración[36]

El modelo de administración tiene la misma forma y el punto clave es la implementación del esquema de procesos enfocados a la seguridad, donde los resultados deben medir el desempeño y cumplimiento de los objetivos establecidos.

De tal manera que, un esquema típico de seguridad contiene los siguientes elementos principales[10, 36, 44]:

- Identificación de riesgos (HAZID)
- Análisis y evaluación de riesgos
- Reducción del riesgo
- Monitoreo

4.5. ESQUEMA DE PROCESOS

Los esquemas de procesos debe ser una parte integral del modelo de administración, integrado en la cultura y las prácticas, así como, en las etapas de los proyectos y a la medida de los procesos de negocio de la organización.

El esquema de procesos puede ser seleccionado para tratar un tema específico y bajo el objetivo de este trabajo, el esquema de procesos se convierte en esquema de seguridad. Mediante la combinación del sistema de administración y el esquema de seguridad, el modelo de administración de riesgos queda mostrado en la fig. 4.7.[10, 36]

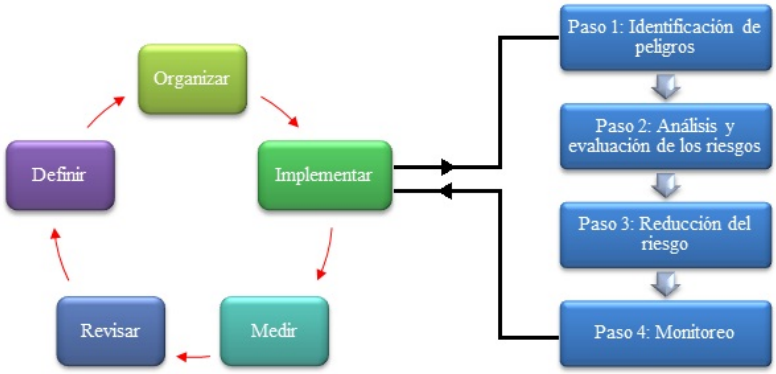


Figura 4.7. Representación del modelo de administración de riesgos

a) Identificación de peligros

El objetivo de este paso es identificar la presencia de peligros y colocarlos dentro de una lista significativa para varias situaciones, actividades o sistemas, esto dependerá del grado de detalle al que se deseé llevar el estudio. Lo anterior, puede ser dividido dentro de diferentes tipos de peligros (por ejemplo, climatológicos, de ingeniería, humanos, etc.). La identificación se puede hacer mediante un proceso de selección de una lista disponible de riesgos genéricos, que se complementa con riesgos específicos de cada proyecto. La industria petrolera nacional en el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos de Ingeniería, recomienda el uso de una lista genérica de riesgos que pueden surgir en los proyectos. Esta lista proviene de una estructura de desglose de riesgos (EDR) que cuenta con 10 categorías de riesgos, agrupadas de la siguiente manera[42]:

Categorías incluidas en la EDR	
1	Ingeniería
2	Procura
3	Construcción/ Instalación
4	Administración del proyecto
5	Pruebas y arranque
6	Seguridad y riesgos ambientales
7	Político económico
8	Eventos de la naturaleza
9	Social
10	Legal

Tabla 4.1. Categorías de Riesgos de la EDR [42]

El propósito de la EDR es estructurar y preservar un orden, evitando en lo posible, que algún riesgo no sea considerado en el análisis. La estructura de la EDR, su contenido y categorías estarán en función del alcance y/o propósito de la organización. De forma que, las categorías desglosadas y complementadas de acuerdo al área de estudio que aborda este análisis son mostradas en el Anexo E de este trabajo.

Existen métodos en común para la identificación de los peligros y las cuales mencionaremos adelante.[36]

b) Análisis y evaluación de riesgos

Determinar la importancia de un riesgo, es esencial para analizar la situación, estimar la magnitud y obtener una conclusión. A este proceso se le llama “evaluación de riesgo”. Una definición básica es:

“Evaluación de riesgo es el proceso que determina la asignación de un peligro en una escala de riesgo adecuado a las circunstancias”.

El objetivo está basado en el nivel o grado de peligro, es decir, antes de realizar la evaluación, debe llevarse a cabo un análisis de la situación y establecer métricas que encuentren un nivel adecuado de evaluación. Esto quiere decir, que las escalas de riesgo no son absolutas y siempre dependerán del caso en estudio. No se recomienda emplear una sola métrica o escala para distintos proyectos.

Los métodos empleados en la estimación de las consecuencias y frecuencia o probabilidad de ocurrencia de una determinada situación, actividad o proceso pueden ser[36]:

- Métodos cualitativos: usando experiencias previas y matrices de riesgo creadas para la situación, actividad o sistema.
- Métodos cuantitativos: modelando consecuencias y analizando la probabilidad de ocurrencia.
- Métodos combinados: los resultados de los métodos cualitativos son usados como una guía para la examinación de las estadísticas de accidentes o fallas disponibles, antes de emplear métodos cuantitativos y sacar conclusiones generalizadas.

c) Reducción del riesgo

El objetivo es reducir las consecuencias, la probabilidad de ocurrencia o ambos, a niveles donde las actividades puedan llevarse a cabo con el mínimo de riesgo.

d) Monitoreo

Es una parte planeada del proceso de administración de riesgos, el cual toma en cuenta supervisiones y pruebas regulares. El monitoreo es estar preparados para llevar a cabo la acción más apropiada en caso de evento no deseado, logrando así, minimizar sus efectos y si es necesario, transferir a gente desde una ubicación con un alto nivel de riesgo a una con un bajo nivel.

4.6. METODOLOGÍAS DE IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS

La identificación de las fuentes de riesgos, áreas de impacto, eventos (incluyendo cambios en circunstancias), sus causas y posibles consecuencias tiene como objetivo, generar una lista comprensiva de riesgos basados en esos eventos que pueden evitar, degradar, acelerar o retrasar el logro de los objetivos parcialmente o en su totalidad. Además de identificar qué puede pasar, es necesario considerar posibles causas y escenarios que muestren que consecuencias pueden ocurrir.[43]

El papel de la identificación de peligros es averiguar qué aspectos pueden salir mal en una situación, actividad o proceso. Estos aspectos ocurren de manera aleatoria y varias técnicas son empleadas para identificar los peligros y organizarlos dentro de una lista que puede ser dividida en varios tipos de peligros[36]. En la identificación, se recomienda considerar los riesgos genéricos de las áreas proporcionadas en la tabla 4.1. Esto con la finalidad de administrar de una mejor manera los peligros identificados para asignarles un nivel de prioridad según su categoría.

4.6.1. Principio básico de la identificación de peligros

Para ayudar a realizar un juicio balanceado en la identificación de peligros de una situación dada, es útil, identificar qué podría ir mal antes de decidir sobre la acción que necesita ser tomada. Para determinar que puede ir mal se aplica lo siguiente[36]:

Paso 1: comprender cuál es el camino deseado o planeado para alcanzar el objetivo.

Paso 2: identificar posibles desviaciones del camino planeado, mediante la participación de expertos con amplio rango de habilidades y experiencia.

Paso 3: registrar en una lista, todas las posibles desviaciones identificadas.

La aplicación de estos principios básicos puede ser comprendida mediante el ejemplo: planeación de un trayecto desde casa a un sitio de trabajo.

El primer paso es, decidir sobre los modos disponibles para viajar, por ejemplo, a pie, auto privado o transporte público. Después, definir las limitaciones de tiempo y costo y, en función de esos parámetros, considerar la seguridad de cada modo de viaje. El siguiente paso es identificar los peligros involucrados con cada uno de los modos de viaje[36]:

Viajar en auto privado Los peligros pueden incluir:	**Viajar en transporte público** Los peligros en este caso pueden incluir:	**A pie** En este caso los peligros incluyen:
• Colisión con otro coche en movimiento • Lesión a un peatón • Falla eléctrica • Cometer una falta en los límites de velocidad • Daño al neumático • Poca visibilidad debido a neblina • Hielo en secciones del camino • Sin combustible • Estrés de la persona	• Lesión causada por ascenso o descenso del vehículo • Un accidente en el vehículo • Exposición a virus de otros pasajeros • Pérdida de posesiones personales	• Lesión causada por un vehículo en el camino • Exposición a los gases de escape • Enfermedad causada por adversidad de condiciones ambientales

Tabla 4.2. Ejemplo de aplicación de los principios básicos de la identificación de peligros

Ejemplos de este tipo (tabla 4.2) pueden ser identificados de manera individual, sin embargo, es más efectivo llevarlos a cabo por un grupo o equipo.

4.6.2. Metodologías de identificación de peligros

Existen diferentes metodologías de identificación de peligros, empleadas como parte del proceso de evaluación de riesgos; las metodologías en la tabla 4.3, son reconocidas en la identificación de peligros y condiciones peligrosas y en el desarrollo de escenarios mediante extrapolación de experiencias, siguiendo secuencias lógicas de accidentes o simulación.[10]

Metodología	Descripción de la aplicación
What if (¿Qué pasa si?)	La técnica involucra el análisis de las desviaciones posibles en diseño, construcción, modificación u operación, así como, de la seguridad del proceso. Promueve la lluvia de ideas acerca de escenarios hipotéticos, con potencial de causar consecuencias de interés (eventos no deseados con impactos negativos).
HAZID (Análisis de identificación de riesgos)	Identifica y evalúa riesgos cuando los procedimientos de operación están desarrollados y puede ser una técnica útil para revelar debilidades en el diseño y en los procedimientos de operación. El método también es usado como una herramienta para evaluar los riesgos potenciales presentados inicialmente en la operación.
HAZOP (Estudios de riesgos y operabilidad)	Identifica y evalúa riesgos en instalaciones de proceso, así como identifica problemas durante la operación, que puedan comprometer la capacidad de producción de la instalación (cantidad, calidad y tiempo). Debe ser aplicada de un grupo multidisciplinario de la instalación.
FMEA (Análisis de los modos y efectos de las fallas)	Técnica estructurada con el propósito de identificar y analizar todos los modos de falla y efectos asociados con el sistema. Los resultados deben ser una lista de modos de falla y efectos, que incluya un estimado de los peores casos de acuerdo a las consecuencias de las fallas.
FTA (Análisis de árbol de fallas)	Representación gráfica de las condiciones o factores causantes o contribuyentes en la ocurrencia de un evento no deseado, referido como "evento principal". El objetivo es, comprender, analizar y ordenar la identificación de los factores clave de desempeño de los sistemas, equipos o procesos.
ETA (Análisis de árbol de eventos)	Modelo gráfico lógico que identifica y cuantifica los posibles resultados de un evento iniciante. Proporciona cobertura de la secuencia de propagación de eventos.

Tabla 4.3. Metodologías para el análisis de riesgos [10, 38, 45]

Las metodologías para realizar el análisis y evaluación de riesgos mostrados en la tabla 4.3, pueden emplearse para llevar a cabo la identificación de peligros. Dependiendo de las necesidades del estudio y de las características de los resultados deseados, será la técnica a seleccionar.

Para calificar la importancia de los escenarios de riesgo identificados, se deben emplear aspectos de manera semi-cuantitativa tomando en cuenta los criterios del personal de operación, diseño, mantenimiento, seguridad y proceso.

4.7. ANÁLISIS DE RIESGOS

El análisis de riesgos consiste en un análisis sistemático de las consecuencias y su probabilidad o frecuencia, y otros atributos de riesgo, ya que un evento puede tener múltiples consecuencias y puede afectar múltiples objetivos. La forma de expresarlas y la manera en que son combinadas para determinar el nivel de riesgo, con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias.[43]

El análisis de riesgo puede ser llevado a cabo con diversos grados de detalle, dependiendo del riesgo, el propósito del análisis, la información, datos y recursos disponibles. Para que todo sea consistente con los criterios de riesgo, el análisis se desarrolla en cualquiera de los dos enfoques principales: cualitativo o cuantitativo, o una combinación de estos.[42, 43]

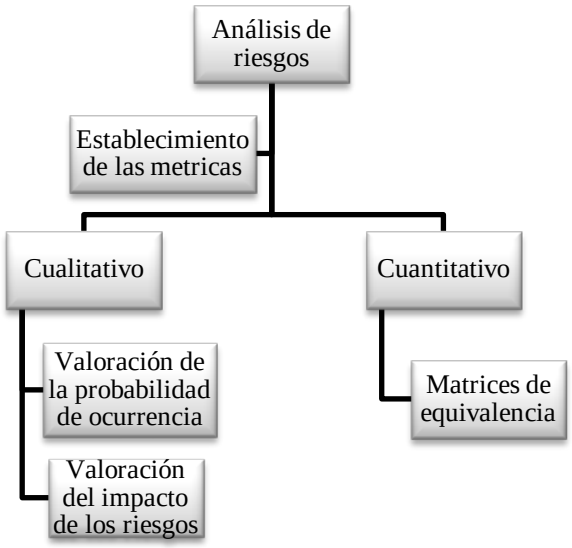


Figura 4.8. Desarrollo del análsis de riesgos

4.7.1. Establecimiento de las métricas

Las consecuencias y su probabilidad o frecuencia, pueden ser determinadas mediante el modelado de los resultados de un evento o un conjunto de ellos, mediante la extrapolación de estudios experimentales o de datos disponibles. Sin embargo, cuando se establecen las métricas para el análisis de las consecuencias y su probabilidad o frecuencia, no siempre resultan ser adecuadas en todas las áreas de la industria petrolera. Por ejemplo, los esfuerzos de los operadores u organismos reguladores en establecer criterios o métricas generales de análisis en aguas profundas, han sido vastos y extensos como lo son sus riesgos y costos, y debido a su significante diferencia con los proyectos en tierra, obliga a establecer métricas adecuadas según sea el caso.

Además de la variabilidad de los proyectos en la industria petrolera, se destacan otros aspectos durante el proceso de elaboración de las métricas para el análisis de riesgos[44]:

- Utilización de métricas generales por sector, que no se apegan específicamente al sistema o actividad.
- Balance inadecuado de los conceptos/atributos de la métrica; por ejemplo, una clasificación con respecto a la seguridad humana y el impacto financiero definido como catastrófico, con atributos de pérdida de dos vidas y pérdida de 20 millones de dólares respectivamente, no mantiene un balance lógico entre los dos sectores de afectación.
- Métrica sin consensar. Generarla sin el acuerdo de diferentes especialistas.
- No emplear ejemplos adecuados para garantizar el entendimiento del equipo de trabajo.

Estas problemáticas durante el establecimiento de las métricas, a pesar de no ser apreciadas directamente, influyen de manera significativa en los resultados del estudio y puede generar consecuencias en el análisis como[44]:

- Categorizar riesgos en un nivel mayor que puedan ser consideradas absurdos.
- Emplear recursos en riesgos categorizados altos, cuando son bajos.
- Grupo cansado, por lo tanto, realizar una calificación sin gran detalle.

4.7.2. Análisis cualitativo

Este tipo de análisis es empleado, cuando la información de tasa de fallas o el sistema son nuevos y se desconoce su información al respecto. Facilita la valoración en primera instancia realizada para la organización y/o compañía, y constituye la base para el análisis cuantitativo, que permitirá la priorización y discriminación del listado de los riesgos para atender aquellos que presenten un impacto significativo y que merezcan su tratamiento.

El análisis cualitativo actualmente realizado por la industria petrolera nacional, describe las métricas genéricas desarrolladas para su implantación en el análisis de riesgos, sin embargo, estas deben desarrollarse y adecuarse según el proyecto lo amerite, con la finalidad de obtener los mejores resultados del análisis.

4.7.2.1. Valorización de probabilidad de ocurrencia de riesgos

Las organizaciones y/o compañías deben estimar la frecuencia, y los eventos identificados y seleccionados que pueden presentarse; es decir, deben estimar cada cuando ocurrirán, de acuerdo a la métrica establecida adecuada al caso de estudio. Esto debe ser realizado con el apoyo de personal y expertos en el sistema, proceso o procedimiento a ser analizado. Este tipo de análisis, valora la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de peligro específico identificado. La industria petrolera nacional define una calificación aplicable dentro de cuatro niveles establecidos de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia las cuales son: “Muy baja”, “Baja”, “Media”, “Alta” o “Muy Alta”; como se observa en la tabla a 4.4.[42]

Probabilidad de ocurrencia	Descripción cualitativa de la probabilidad
Muy Baja	Si el evento ocurre causaría sorpresa.
Baja	Es más probable que el evento no ocurra a que sí ocurra.
Media	Tiene la misma probabilidad que ocurra a que no ocurra.
Alta	Es más probable que el evento ocurra a que no ocurra.
Muy Alta	Si el evento no ocurre causaría sorpresa.

Tabla 4.4. Valorización de probabilidad de ocurrencia[42]

El objetivo es, desarrollar el modelo de administración de la forma más clara, es decir, no exista ambigüedad en los criterios de asignación de las métricas de estimación de probabilidad. Se propone una descripción más detallada de los rangos descritos en la tabla 4.5.

Probabilidad de ocurrencia	Descripción cualitativa de la probabilidad
Muy Alta	La falla es muy probable que ocurra en un periodo de 0 a 3 años.
Alta	La falla es posible que ocurra en un periodo de 3 a 5 años.
Media	La falla es posible que ocurra en un periodo de 5 a 10 años
Baja	La falla es probable que ocurra en un periodo de 10 a 20 años. (Por lo general no ocurre en la industria, se ha presentado al menos una vez)
Muy Baja	La falla es muy probable que ocurra después de un periodo de 20 años. (No se tiene conocimiento que haya ocurrido)

Tabla 4.5. Métrica de probabilidad de ocurrencia[44] (Ejemplo propuesto)

Para evaluar cualitativamente la frecuencia con que pueden ocurrir los eventos seleccionados las organizaciones y/o compañías deben aplicar los criterios enunciados en la tabla anterior en función de los factores de diseño, operativos y humanos.

4.7.2.2. Valorización de las consecuencias de riesgos

Consiste en el estudio y predicción de forma cualitativa, de los efectos que pueden causar los eventos no deseados o accidentes (por ejemplo, fuga de tóxicos, incendios o explosiones, etc.).[10]

De la misma forma, la valoración de la probabilidad de ocurrencia, la valorización del impacto en caso de ocurrencia se lleva a cabo sobre sectores que las organizaciones y/o compañías pueden haber establecido previamente para su observación y consideración. Por otro lado, el establecimiento de las métricas puede tomar en cuenta distintos criterios o sectores de afectación según el (los) analista(s) considere(n). Es útil tomar en consideración los cuatro principales sectores de afectación, las cuales deben ser analizadas y evaluadas sus consecuencias:

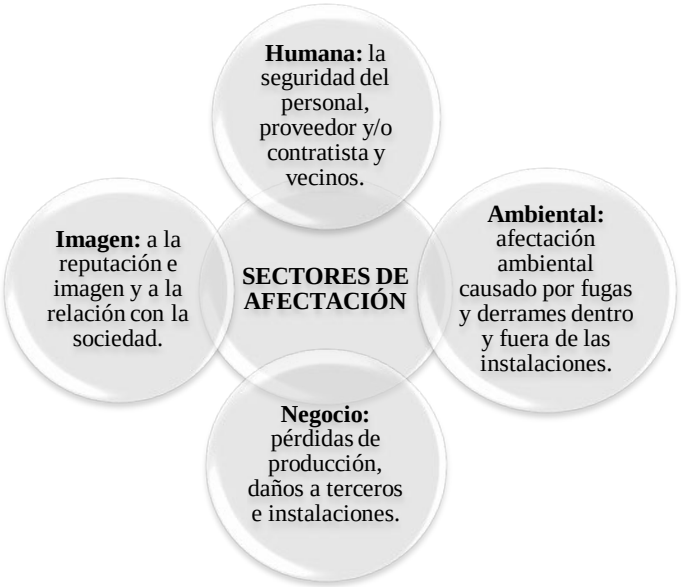


Figura 4.9. Principales sectores de afectación de los riegos

Sin embargo, según las organizaciones y/o compañías así lo determinen, las áreas de la figura 4.9 pueden ser representadas en función de la naturaleza del proyecto. Por ejemplo, la industria petrolera nacional propone un análisis genérico sobre los objetivos principales de los proyectos: Costo, Tiempo, Alcance y Calidad; y les asigna calificaciones con atributos que van desde: "Muy Bajo", "Bajo", "Moderado", "Alto" o "Muy Alto" como se muestra en la escala de la tabla 4.6.

Objetivo del proyecto	**Muy bajo**	**Bajo**	**Moderado**	**Alto**	**Muy alto**
Costo	Incremento insignificante	Incrementos menores al 2%	Incrementos de 2 a 3%	Incrementos de 3 a 5%	Incrementos mayores al 5%
Tiempo	Retraso despreciable	Retraso menor al 2%	Retraso en un rango de 2 a 3%	Retraso en un rango de 3 a 5%	Retraso mayor al 5%
Alcance	Decrementos no muy notorios	Afectación en áreas menores	Afectación en áreas mayores	Afectación inaceptable	El resultado del proyecto sería inútil
Calidad	Degradación poco notoria	Sólo elementos menores afectados	Degradación molesta para el cliente	Calidad inaceptable para el cliente	El resultado del proyecto sería inútil

Tabla 4.6. Escala cualitativa de las consecuencias de riesgos.[42]

Los valores porcentuales mostrados en la tabla 4.5 se refieren a los valores totales de inversión y del tiempo de ejecución. Cada riesgo identificado debe tener impacto cuando menos en un objetivo y puede tenerlo en varios o en todos. La valoración de los impactos debe ser independiente a la valoración de la probabilidad.[42]

Para este trabajo y en específico de los sistemas submarinos de producción, no resulta adecuada la métrica establecida para la severidad y no es aplicable para aguas profundas, ya que basados en la gran diferencia de los atributos en el impacto económico entre los proyectos de aguas profundas y en tierra, nos llevarían a caer en la máxima severidad y en consecuencia, aplicar planes de emergencia y contingencia que resultarían absurdos. Por tal razón, este trabajo propone una métrica que busca apegarse específicamente en el sector de aguas profundas, con un rango de 5 categorías que van desde lo despreciable (1) hasta lo excepcional (5), como se muestra en la tabla 4.7.

Independientemente de las escalas adoptadas, las organizaciones y/o compañías deben simular los escenarios de riesgo identificados para estimar los impactos y efectos indeseables. Los resultados deben ser representados en un plano de localización de la instalación donde se indiquen los puntos de interés que pudieran verse afectados.

Severidad/ Afectación	Disponibilidad	Impacto financiero	Salud y seguridad humana	Medio ambiente	Seguridad patrimonial y social/reputación
Excepcional (5)	Pérdida total de la capacidad del sistema.	>15 millones de dólares	Víctimas/impacto serio sobre las personas. (Víctimas múltiples o efectos significativamente reversibles sobre más de 10 personas)	Duración importante o prolongada. Destrucción de hábitats y áreas de anidación y crecimiento de vida silvestre. (Deterioro ambiental muy serio y de largo plazo, derrame de petróleo crudo>100 mbpce)	Pérdidas de negocios, actividades turísticas y/o fuentes de empleo. Demandas por daños económicos y a la propiedad. Importante cobertura de medios internacionales; impacto internacional. La reacción pública amenaza la continuidad de la operación en sitio.
Sustancial (4)	De un 40% a un 80% de pérdida de la capacidad del sistema.	Entre 10 y 15 millones de dólares.	Serias [lesiones con pérdida de tiempo laboral] al personal/impacto limitado sobre el público en general. (Pérdida de vida y/o incapacidad severa irreversible [>30%] a una o más personas)	Daños ambientales serios/necesidad de respuesta de recursos significativos. Afectación de los hábitats, zonas costeras, flora y fauna silvestre. (Derrame >10 mbpce)	Actividades económicas, turísticas y sociales detenidas. Daños económicos, a la propiedad así como amenazas a la seguridad de las comunidades. Cobertura de medios nacionales; impacto nacional. Pago de indemnizaciones.
Significativa (3)	De un 10% a un 40% de pérdida de la capacidad del sistema.	Entre 5 y 10 millones de dólares.	Trabajo restringido/impacto mínimo en el público en general. (Discapacidad o impedimento moderado irreversible (<30%) a uno o más personas)	Daños ambientales moderados/necesidad limitado de respuesta de recursos. (Derrame de petróleo crudo >1 mbpce)	Desalojo por afectación de la seguridad en las comunidades de los alrededores, inconformidad social. Cobertura de medios locales; impacto local.
Moderada (2)	Menos del 10% de pérdida de la capacidad del sistema	Entre 1 y 5 millones de dólares	Tratamiento médico al personal/sin impacto en el público en general. (Discapacidad objetiva pero reversible que requiere hospitalización)	Impacto menor/mínima respuesta necesaria. (Derrame de petróleo crudo >10 bpce)	Alerta y prevención en las actividades económicas, turísticas y sociales. Escasa reacción pública.
Despreciable (1)	No se detecta pérdida de producción.	<1 millón de dólares	Impacto leve sobre el personal. (Sin necesidad de tratamiento médico)	Daños despreciables. (Daños limitados a un área mínima de importancia limitada) Menos de 10bpce derramado al mar.	Sin afectación de la seguridad, economía y actividades en las comunidades cercanas. Escasa reacción pública. (Daños reparables de nivel mínimo a estructuras comunes)

Tabla 4.7. Métricas de severidad[44]

4.7.3. Análisis cuantitativo

El análisis cuantitativo de los riesgos, es la asignación de valores numéricos a la probabilidad y a los impactos. Existen dos maneras de llevarlo a cabo, una es aplicando a las calificaciones cualitativas matrices de equivalencia para obtener un valor numérico o, en su defecto, la estimación de la frecuencia evaluando bajo metodologías mostrados en la tabla 4.3 o la combinación de ellas, según sea el caso.

La aplicación de matrices de equivalencia en la industria petrolera nacional, ofrece una herramienta que realiza esta transformación de manera automatizada, y el cual se describe en la matriz de equivalencia de la tabla 4.8.

Probabilidad de ocurrencia	**Descripción cualitativa de la probabilidad**	**Rango**		**Calificación**
Muy baja	Si el evento ocurre causaría sorpresa.	0 %	5 %	0.025
Baja	Es más probable que el evento no ocurra a que sí ocurra.	5 %	30 %	0.175
Media	Tiene la misma probabilidad que ocurra a que no ocurra.	30 %	60 %	0.45
Alta	Es más probable que el evento ocurra a que no ocurra.	60 %	70 %	0.65
Muy Alta	Si el evento no ocurre causaría sorpresa.	70 %	90 %	0.8

Tabla 4.8. Matriz de equivalencia para el análisis de probabilidad[42]

De la misma forma, se propone la escala numérica para el impacto de los riesgos como se muestra en la tabla 4.9. Sin embargo, las organizaciones y/o compañías pueden adoptar la escala más representativa de acuerdo al tipo de proyecto.

Objetivo del proyecto	**Muy bajo 0.005**	**Bajo 0.01**	**Moderado 0.02**	**Alto 0.04**	**Muy alto 0.08**
Costo	Incremento insignificante	Incrementos menores al 2%	Incrementos de 2 a 3%	Incrementos de 3 a 5%	Incrementos mayores al 5%
Tiempo	Retraso despreciable	Retraso menor al 2%	Retraso en un rango de 2 a 3%	Retraso en un rango de 3 a 5%	Retraso mayor al 5%
Alcance	Decrementos no muy notorios	Afectación en áreas menores	Afectación en áreas mayores	Afectación inaceptable	El resultado del proyecto sería inútil
Calidad	Degradación poco notoria	Sólo elementos menores afectados	Degradación molesta para el cliente	Calidad inaceptable para el cliente	El resultado del proyecto sería inútil

Tabla 4.9. Matriz de equivalencia para la valorización de los impactos[42]

4.8. EVALUACIÓN DEL RIESGO

La evaluación de riesgo apoya en la toma de decisiones, basado en los resultados del análisis de riesgos y determina cuáles riesgos necesitan tratarse y priorizarse para el proceso de implementación.

La evaluación de riesgo involucra la comparación del nivel de riesgo encontrado durante el proceso de análisis con los criterios de riesgos establecidos. En algunas circunstancias, la evaluación del riesgo puede dirigir a una decisión para llevarse a cabo más adelante, a no tratar el riesgo en cualquier otra forma que manteniendo los controles existentes. Esta decisión, será influenciada por la actitud de riesgo de las organizaciones y/o compañías y los criterios de riesgo que han sido establecidos.[43]

Las organizaciones y/o compañías deben caracterizar y posicionar los riesgos detectados en una matriz de riesgos como en la tabla 4.10, con los resultados de las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los eventos o escenarios seleccionados.[10]

FRECUENCIA	Despreciable (1)	Moderada (2)	Significativa (3)	Sustancial (4)	Excepcional (5)
Muy Alta (5)	B	B	A	A	A
Alta (4)	C	B	B	A	A
Media (3)	C	C	B	B	A
Baja (2)	D	C	C	B	B
Muy Baja (1)	D	D	C	C	B

CONSECUENCIA

Tabla 4.10. Matriz de riesgos, ejemplo propuesto[44]

En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgos, las organizaciones y/o compañías deben desarrollar las recomendaciones que considere pertinentes, para reducir los riesgos identificados y poder llevarlos de intolerables o indeseables a aceptables, mediante las diversas opciones de tratamiento de riesgo, las cuales se profundizarán más adelante.

Para la realización de una estimación cualitativa o parcialmente cuantitativa de los riesgos identificados, en la industria petrolera en México se ha adaptado escenarios de riesgo previamente identificados en una jerarquización de riesgos[11]:

- **Tipo A** – Riesgo intolerable: dicha categoría de riesgo requiere una acción inmediata, por lo que el costo no debe ser una limitación y la no acción es inaceptable. El riesgo tipo A representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación de los riesgos debe hacerse por medio de controles de ingeniería o factores humanos hasta reducirlo a tipo C o de preferencia tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días. De otra manera, se puede entender los riesgos tipo A, como aquellos que sus consecuencias pueden ser de tipo *muerte, invalidez, daños irreparables, lesiones, impacto ambiental y/o pérdida de bienes.*
- **Tipo B** – Riesgo indeseable: dicha categoría de riesgo debe ser reducido y existe un margen para investigar y analizar las acciones más eficientes a adoptar. No obstante, en casos en los que el riesgo se identifique durante la instalación o el desarrollo de las operaciones, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse medidas temporales inmediatas en sitio para reducir el riesgo.

- **Tipo C** – Riesgo aceptable con controles: si bien el riesgo de esta categoría es significativo, ello no impide que puedan realizarse acciones correctivas mediante el paro programado de instalaciones y permitir reconfigurar los programas de trabajo o los costos previamente señalados. Las medidas de solución para atender hallazgos asociados a este tipo de riesgos deben darse en los próximos 18 meses y su mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
- **Tipo D** – Riesgo razonablemente aceptable: la categoría de este tipo de riesgos requieren de diversos controles. No obstante, dicha categoría es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas.

La identificación de los riesgos Tipo A y Tipo B podrían causar confusión respecto de éstos cuando se presente un suceso y su manera de mitigarlo. A pesar de que el primero se considera como situación de emergencia, el periodo de mitigación de ambos peligros se encuentran dentro de 90 días, lo que en una situación de tal magnitud, puede poner en discusión las acciones a implementar según se considere el tipo de riesgo.

Todos los riesgos deben ser estimados en forma individual y evaluados en su conjunto por medio de matrices e histogramas de riesgo. Si el (los) riego(s) estimado(s) cumple(n) con los criterios de aceptación de riesgo, entonces el estudio de riesgo ha terminado.

4.8.1. Priorización de los riesgos de acuerdo a su probabilidad e impacto

Una vez obtenidos los niveles de cuantificación de la probabilidad e impacto, cada riesgo es clasificado para organizarlos en orden de mayor a menor magnitud, es útil para realizar acciones de tratamiento, considerando este orden. En este sentido, lo que se emplea son los valores de probabilidad e impacto en una matriz como la que se ilustra en la tabla 4.11, y donde el algoritmo corresponde al producto de la probabilidad por el impacto.

Para demostrar los valores mostrados en la tabla 4.11, consideraremos un evento con una probabilidad del 70% y una consecuencia del 10%, empleando el algoritmo del producto de la frecuencia y su consecuencia obtenemos un resultado:

$$Riesgo = P * C = (0.7) * (0.1) = 0.07$$

Dando como resultado un peligro de categoría tipo B según la matriz mostrada en la tabla 4.11.

Matriz de probabilidad e impacto				
Probabilidad	**Consecuencia**			
0.9	0.045	0.09	0.36	0.72
0.7	0.035	0.07	0.28	0.56
0.3	0.015	0.03	0.12	0.24
0.1	0.005	0.01	0.04	0.08
	0.05	**0.1**	**0.4**	**0.8**

Tabla 4.11. Matriz de riesgos propuesto en la SIDP[42]

Esto permite mapear las zonas de riesgo: intolerable, indeseable, aceptable y razonablemente aceptable mediante los colores rojo, naranja, amarillo y verde respectivamente en la matriz de riesgos. El propósito es atender prioritariamente los riesgos de acuerdo a su magnitud.

También existe la variante en el algoritmo de elaboración de la matriz de riesgos, considera el producto de los complementos a la unidad de la probabilidad (P) y el impacto (I) o consecuencias restados de la unidad, como se muestra en la ecuación i.[42]

$$1 - (1 - P)(1 - I)\text{……..i}$$

0.9	0.905	0.91	0.94	0.98
0.7	0.715	0.73	0.82	0.94
0.3	0.335	0.37	0.58	0.86
0.1	0.145	0.19	0.46	0.82
	0.05	**0.1**	**0.4**	**0.8**

Con variante en el algoritmo, se amplía la zona roja a expensas de la verde, lo que en sentido práctico implica mayor número de riesgos que demandan atención prioritaria y acciones de mitigación.

Naturalmente, al pasar de dos a más dimensiones ya no resulta posible la elaboración del mapa, como sería el caso de considerar 6 dimensiones: *probabilidad de ocurrencia, disponibilidad, impacto financiero, salud y seguridad humana, medio ambiente, seguridad patrimonial y social/reputación.* Usando el mismo principio de cálculo, se puede generar un valor numérico en función del valor de las seis dimensiones consideradas, con el siguiente algoritmo:

$$S_T = 1 - (1 - P)\prod_{i=1}^{5}(1 - S_i)$$

Donde *P* es la probabilidad y *Si* son los impactos en: *disponibilidad, impacto financiero, salud y seguridad humana, medio ambiente, seguridad patrimonial y social/reputación.* Este algoritmo, permite ordenar los riesgos de mayor a menor magnitud y constituye una guía para priorizar los riesgos, considerando 6 dimensiones.[42]

4.9. REDUCCIÓN DEL RIESGO

Como resultado de los análisis, las organizaciones y/o compañías definirán acciones para tratar los riesgos, desarrollando opciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas, logrando así, alcanzar los objetivos. Se debe analizar si las acciones y sus efectos sobre los riesgos, son los más apropiados e involucran un balance de costos y esfuerzos de implementación respecto a los beneficios derivados. Valorar los cambios en probabilidad y los impactos hasta que los riesgos satisfagan el nivel de tolerancia aceptable.[36, 42]

La reducción de riesgo, es un término empleado para describir la re-categorización de un peligro dentro de una escala a una inferior. El tratamiento de estos riesgos involucra, seleccionar una o más opciones para modificarlos e implementarlas. Para identificar las acciones, se revisará la lista de riesgos priorizada y determinará la alternativa a seguir: aceptación, eliminación, transferencia o mitigación en términos de probabilidad o impacto. A continuación se mencionan, entre otros, algunos ejemplos:

a. Aceptación de riesgos:
   Cuando son comprendidos los riesgos, sus consecuencias y probabilidad o frecuencia en su totalidad, se elige no realizar ninguna acción al respecto. Ya que el riesgo está en equilibrio con el beneficio que puede ser obtenido al tomarlo. Por lo general, estos riesgos se encuentran entre los últimos de la lista priorizada de riesgos.
b. Eliminación de riesgos:
   La eliminación de algunos riesgos implica, la decisión de no llevar a cabo la actividad; sin embargo, realizar esta acción afectará los objetivos del negocio. Debido que algunos riesgos pueden ser eliminados con decisiones que normalmente son de alto costo. Es recomendable valorar cuidadosamente antes de llevar a cabo esta medida.
c. Transferencia de riesgos:
   El objetivo de la estrategia de transferencia, es no asumir los riesgos del proyecto en su totalidad. La principal forma de transferirlos se realiza mediante compañías aseguradoras, cuando la medida sea económica. Existen otras formas o estrategias de transferencia de riesgos, tales como, la contratación de empresas para realizar ciertas actividades con disposición de asumir los riesgos asociados a las actividades que queden a su cargo.
d. Mitigación de riesgos:
   La mitigación de riesgos, son acciones que serán programadas, enfocadas en la reducción de la probabilidad que ocurran los riesgos, en reducir el impacto en alguno o reduciendo ambos (P) y (C).

Además, la reducción también involucra interacción con la administración, ingeniería, operación o una combinación de ellos[36]:

- **Administración**

Soluciones involucran actividades relacionadas con la administración. Debe tomarse en cuenta que, la comunicación efectiva juega un papel muy importante en lograr el éxito. Las características clave de esto son las actitudes de las personas a la seguridad y su comportamiento, por lo que debe ser una “práctica normal” llevar a cabo las tareas en una manera segura. Así como, asignar recursos en el entrenamiento del personal, especialmente en materia de seguridad, en orden de mejorar la competencia en seguridad de cada individuo.

- **Ingeniería**

Soluciones involucran el diseño o construcción de equipos, instalaciones o sistemas, que garanticen, mejoren o implementen seguridad. Pueden incluir modificar el diseño estructural o arreglos e instalación de equipo adicional de seguridad.

- **Operación**

Soluciones involucran diseñar procedimientos apropiados para hacer tareas críticas para la seguridad y, mejorar la competencia del personal en esas tareas.

4.10. SEGUIMIENTO Y CONTROL

Para dar seguimiento es recomendable, una revisión mensual para verificar el cumplimiento de las acciones acordadas y tomar las acciones preventivas o correctivas que resulten necesarias. Además, los riesgos también son monitoreados durante toda la duración del proyecto (se recomienda una periodicidad trimestral) para analizar posibles cambios en el entorno y su afectación en los riesgos del proyecto, identificando riesgos nuevos o actualizándolos.

El seguimiento y control debe estar acompañado de un manejo adecuado de la información y comunicación entre las áreas involucradas durante las etapas en el desarrollo de los proyectos. Esto puede apoyarse mediante un informe que incluye lo siguiente[42]:

1. Planeación de la administración de riesgos del proyecto, el cual describe:
    a. Conformación del grupo de administración de riesgos y sus responsabilidades.
    b. Métricas empleadas.
    c. Un análisis cuantitativo de los peligros con y sin respuesta.

2. Identificación de los peligros
    a. Lista de los riesgos identificados con sus calificaciones de probabilidad e impacto.

3. Evaluación de los riesgos
    a. Listado de riesgos priorizados.
    b. Graficas que proporcionen la evolución del impacto de los riesgos.

4. Tratamiento de los riesgos
    a. Listado de las acciones de tratamiento a riesgos.
    b. Comentarios.

5. Planeación de respuesta a riesgos
    a. Programa de actividades para realizar las acciones de tratamiento.
    b. Responsables del programa.

El análisis cuantitativo, es llevado a cabo mediante un cuadro comparativo de resultados de las variables principales durante el objetivo, es decir, dependerá de la naturaleza del proyecto, se recomienda el cuadro comparativo que se muestra en la tabla 4.12.[42]

Cuadro comparativo de resultados (Impacto máximo esperado con 90% de certidumbre)		
Variable	**Sin acciones**	**Con acciones**
Costo ($)		
Costo (%)		
Tiempo (días)		
Tiempo (%)		
Alcance (%)		
Calidad (%)		

Tabla 4.12. Cuadro comparativo de resultados

4.11. MONITOREO

Los procesos de monitoreo y revisión, abarcan todos los aspectos del proceso de administración de riesgos con el propósito de[43]:

- Garantizar que las medidas de seguridad son efectivos y eficientes en ambos aspectos: *diseño y operación*,
- Obtener información para mejorar la evaluación de riesgos,
- Analizar y aprender lecciones de los eventos, cambios, tendencias, éxitos y fracasos,
- Detección de cambios, incluyendo los criterios de riesgo y revisión de los tratamientos y prioridades de riesgo,
- Identificar los riesgos emergentes.

Un método, es idear planes para tratar con los resultados de peligros específicos, usar simulación por computadora para estudiar el movimiento de la gente, reunir datos de ejercicios prácticos y entrenar a la tripulación en control de multitudes.

4.12. NORMATIVIDAD DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN AGUAS PROFUNDAS

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) ha emitido y promulgado en el Diario Oficial de la Federación (11-1-2011) la resolución CNH.12.001/10 por la que se establecen los procedimientos, requerimientos técnicos y condiciones necesarias en materia de seguridad industrial, que deberán observar Petróleos Mexicanos (Pemex) y sus organismos para la realización de la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas.[11]

Ellos, en forma general, deberán de cumplir de acuerdo al Artículo 77 con:

1. La realización de una normatividad interna de Pemex, la cual estará basada en la incorporación de la tecnología a nivel internacional más adecuada y las normas internacionales adoptadas como referencia, sean referencia de mejores prácticas internacionales, las cuales a efecto de que sean utilizados como guía o sirvan como

referencia para evitar la generación o actualización de algún peligro o riesgo. Esto puede visualizarse en el Capítulo IV de la resolución, el cual establece dicha normatividad.

2. La evaluación del peor escenario posible en metodologías adecuadas y conforme a las mejores prácticas de la industria. Los cuales estarán basados en los lineamientos del Capítulo VI y VII de la resolución, las cuales en forma general rezan:
    a. Contar con recursos organizacionales y de coberturas financieras contingentes necesarias para realizar las actividades en aguas profundas;
    b. Contar con personal capacitado;
    c. Identificación de manera particular de los responsables en la jerarquía de la toma de decisiones;
    d. Contar con estudio de riesgos;
    e. Procedimientos de los trabajos técnicos para la etapa de exploración;
    f. Procedimientos y mecanismos a seguir en cada pozo del diseño de la tubería de revestimiento, control del pozo que asegure la integridad del mismo, márgenes de seguridad, métodos mecánicos para el análisis del *riser* y la integridad de la estructura, así como pruebas de negatividad, cambios de fluido, la medición de presión del pozo, tolerancia al riesgo en el diseño del pozo bajo el empleo de la metodología VCDSE.
3. El escenario establecido y cuantificado los daños y perjuicios a su actualización haya sido certificado por perito independiente.
4. Los planes para mitigar los riesgos, como aquellos para la atención de contingencias o siniestros, sean los adecuados para afrontar los riesgos específicos para el proyecto, los cuales pueden observarse en el Capítulo VIII de la resolución. El párrafo IV del Artículo 51, inciso e, establece que se deberán contemplar equipos para atender contingencias o siniestros y estos equipos deberán estar disponibles en un plazo no mayor de 15 días iniciado la contingencia.
5. Coberturas financieras contingentes del proyecto que estén de acuerdo con los niveles de riesgo que representen las operaciones inherentes a aguas profundas.

Esta nueva normatividad da la potestad a la CNH para dar opinión y recomendar las mejores prácticas de las operaciones en aguas profundas en los proyectos actuales y venideros, los cuales deberán acatar los lineamientos ejercidos en el Capítulo IX de la resolución.

Para los trabajos a desarrollarse en aguas profundas **durante el año 2011 en tirantes de agua superiores a 1,500 metros, previo al inicio de los trabajos de perforación deberá cumplirse en su totalidad con los elementos establecidos en estas disposiciones.**[49]

CAPÍTULO V
CASO DE ESTUDIO: ÁRBOL SUBMARINO DE PRODUCCIÓN

5.1. ENFOQUE DE APLICACIÓN

El principal objetivo de este trabajo es demostrar la aplicación de las técnicas de análisis de riesgos y confiabilidad en un árbol submarino. Es recomendable aplicarse en etapas tempranas, donde el desarrollo del análisis de riesgos y confiabilidad se enfoca principalmente en el objetivo esperado del concepto y su sistema. Dado el propósito de este trabajo, el análisis será llevado a cabo en la etapa de definición (enfoque a nivel de equipo), como se observa en la figura 5.1, es decir, aplicaremos las herramientas de análisis en la ingeniería básica bajo el supuesto de que el equipo ha sido definido y el enfoque del trabajo se concentrará principalmente en los factores del sistema que pueden afectar el desempeño de la confiabilidad y seguridad del árbol submarino.[44]

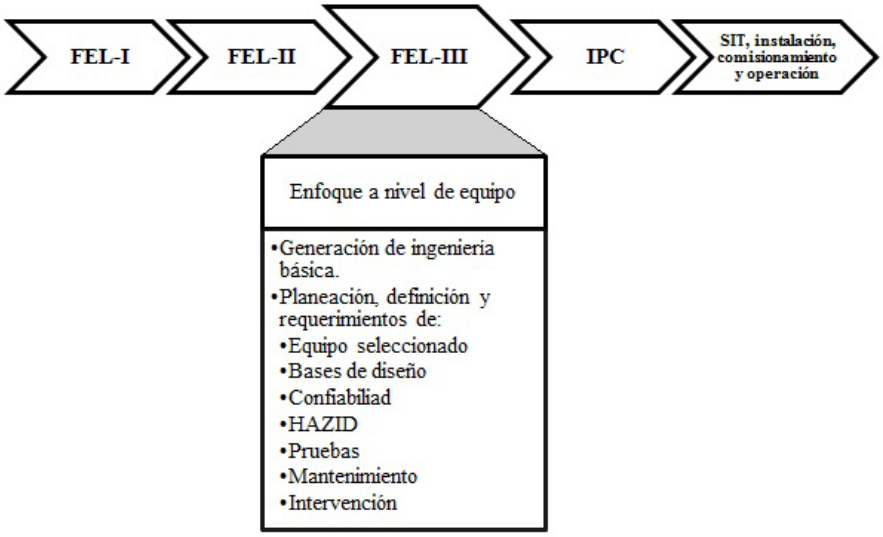


Figura 5.1. Aplicación y enfoque en la etapa de definición

5.2. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

En el capítulo anterior, se definió el modelo de administración de riesgos y el proceso de flujo de los elementos clave anteriormente considerados. El flujo de los elementos (ver figura 5.2) se empleará adecuándolo en especial al árbol submarino de producción donde iremos definiendo paso a paso los elementos del modelo como se muestra en la figura.

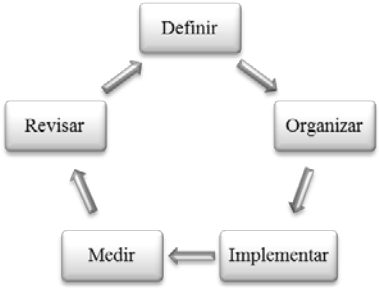


Figura 5.2. Elementos del modelo de administración de riesgos

5.2.1. Definición

En este primer paso, es necesario definir y establecer qué objetivos y/o metas de seguridad son los esperados a cumplir. El principal objetivo, es brindar mayor seguridad en las operaciones y garantizar la confiabilidad de los equipos empleados, apoyándonos en el uso de ciertos índices y factores que nos indican el comportamiento de nuestros equipos, así como, la efectividad de las operaciones y poder establecer los principales objetivos a cumplirse, en específico al árbol submarino:

- Reducir el número de fallas de los componentes y subcomponentes del árbol submarino.
- Disminuir el índice de frecuencia de fallas de los equipos.
- Disminuir el índice de paros no programados (IPNP) de los equipos evitando en lo posible se encuentren fuera de operación, debido a fallas o peligros.
- Crear y proteger el valor de los activos, así como, de los proyectos.
- Establecer y monitorear pruebas en los equipos.
- Definir planes y acciones de mitigación en orden de remover, prevenir y/o reducir los riesgos asociados.

Además, estos objetivos dependen de ciertos criterios y aspectos que deben tomarse en cuenta en la administración de riesgos, y considerar en lo máximo posible cualquier evento o condición que pudiera presentarse en el árbol submarino. Dentro de estos criterios y aspectos se consideran:

- Medio y condiciones ambientales
- Ubicación
- Procesos
- Tecnología
- Otros (recursos, personal, administración)

5.2.2. Organización

Este elemento del ciclo de actividades, representa la toma de decisiones y preparación a realizar para que las tareas puedan ser llevadas a cabo, sin ningún obstáculo, esto quiere decir que deben considerarse tareas, tales como:

a) Adquisición de los recursos necesarios para el trabajo:
    - Gente, habilidades, experiencia, y competencia en las áreas de diseño, instalación, operación y mantenimiento del árbol submarino de producción.
    - Programas de entrenamiento y capacitación del personal en equipos submarinos.
    - Métodos y herramientas empleadas en la administración de riesgos.
b) Examinación de las actividades, tales como, regulaciones, estándares y normas de seguridad, tipo de tecnología a emplear, recursos disponibles y la asignación de responsabilidades.
c) Asignación de responsabilidades.

5.2.3. Implementación

Esta etapa es importante en el desarrollo de la administración de riesgos, debido a que en ciertas ocasiones es complejo llevar la implementación de los procesos a todos los niveles de las organizaciones y/o compañías.

Por esta razón, es importante definir el esquema de actividades a implantar durante su desarrollo y el enfoque del proceso de actividades alineado a la seguridad del árbol submarino, el cual, consiste de las siguientes actividades:

- Identificación de los peligros relacionados con el objetivo y procesos del árbol submarino.
- Evaluación técnica de los peligros y sus niveles de riesgos del árbol y sus componentes mediante el apoyo de técnicas de análisis de confiabilidad.
- Priorización de los riesgos para la selección de las alternativas en la reducción de los niveles de riesgo.

5.2.4. Medición

En esta etapa, la medición del progreso y evolución de las alternativas para la reducción del riesgo es observada de una mejor manera mediante el apoyo de ciertos índices:

- Número de fallas,
- Tasa de fallas,
- Índice de paros no programados,
- Tiempo promedio para fallar (MTTF)
- Disponibilidad del equipo.

El seguimiento del desempeño mediante estos índices es considerado dentro de las actividades posteriores a los resultados del análisis. Cabe mencionar que, es importante tomar los esfuerzos recomendados por etapa y nivel de riesgo de los proyectos como se mostró en la tabla 3.2 (capítulo III), ya que estos deben ser llevado a cabo una vez que las actividades de instalación, operación y mantenimiento han iniciado.

5.2.5. Revisión

Esta revisión involucra que las actividades enfoquen su atención a los resultados obtenidos a partir de los análisis, donde se podrán identificar las áreas de oportunidad de mejora de los equipos submarinos, así como, de desarrollar planes de mantenimiento y de respuesta enfocados a garantizar la máxima disponibilidad del árbol submarino.

Las actividades pueden contemplar:

- ✓ Análisis de las lecciones aprendidas, es decir, si los riesgos principales han sido identificados y reducidos de forma rentable.

- ✓ Comparación con un margen de referencia, por ejemplo, si los niveles de seguridad alcanzados después del tratamiento son comparables con los estándares internacionales.
- ✓ Revisión y actualización del modelo de administración, políticas y planes para garantizar que éstos sigan siendo apropiados a la naturaleza de los árboles.

5.3. ESQUEMA DE PROCESOS

Como se ha estado mencionando, este esquema de procesos tiene como objeto tratar el tema de riesgos y confiabilidad de los árboles submarinos, de tal manera que nos apoyaremos del empleo de la técnica de identificación de peligros (HAZID), para abordar en general los riesgos asociados a los árboles submarinos y del análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA), para abordar los peligros desde un punto de vista técnico; es decir, este caso de estudio busca enfocar principalmente la atención en las fallas técnicas que ocasionen cualquier efecto indeseable en el logro de nuestros objetivos. De tal forma que nuestro esquema de procesos queda como se muestra en la figura 5.3.

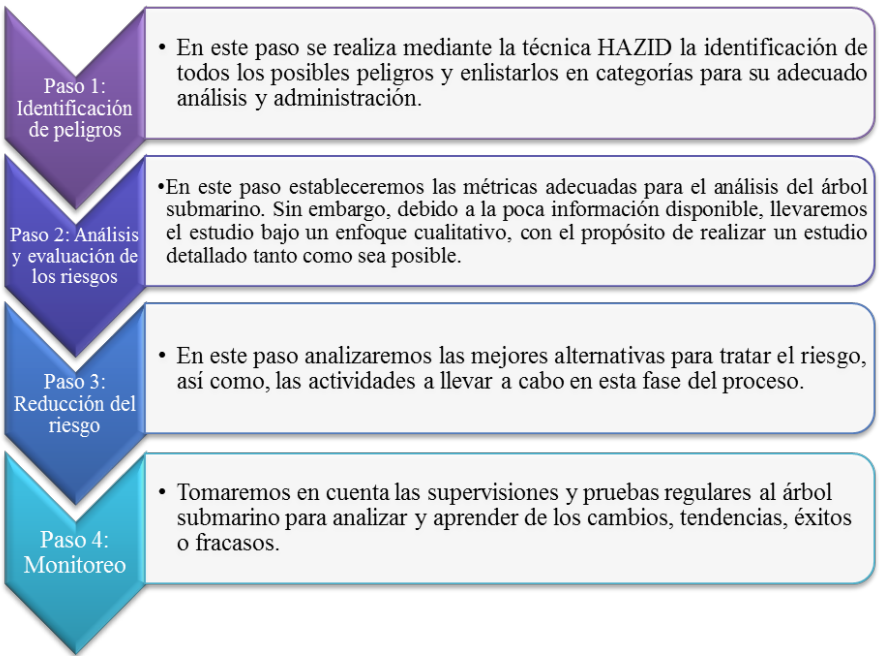


Figura 5.3. Esquema de procesos

5.3.1. Identificación de los peligros

En este paso se llevará a cabo:

- La identificación de todos los posibles fuentes de riesgo del árbol submarino
- Identificaremos áreas de impacto
- Eventos indeseables en el árbol, sus causas y posibles consecuencias

Todo esto con el fin de generar la lista de riesgos de aquellos aspectos que pueden salir mal durante el diseño, fabricación, instalación y arranque del árbol submarino, elaborar los planes y llevar a cabo decisiones pertinentes para alcanzar los niveles de riesgo y confiabilidad esperados. La identificación de peligros, debe considerar la etapa del proyecto en la cual se está trabajando, ya sea en la ingeniería de detalle, procura, instalación, operación, reparación y/o mantenimiento. Para este trabajo nos apoyaremos de la lista de riesgos genéricos de las áreas identificadas descritas en el Anexo E, relacionadas con las etapas de ingeniería básica y de detalle. Además, aquellos riesgos que involucren aspectos sociales, legales y políticos, se dejarán disponibles para futuros análisis más detallados.

De manera que, en la tabla 5.1 se muestran las categorías de riesgos consideradas para el análisis de riesgo y confiabilidad del árbol submarino.

Categorías incluidas en la EDR	
1	Ingeniería
2	Procura
3	Construcción
4	Administración Del Proyecto
5	Pruebas y Arranque
6	Seguridad y Riesgos Ambientales
7	Eventos de la Naturaleza

Tabla 5.1. Categorías de la Estructura de Desglose de Riesgos[42]

Para garantizar que llevemos de una manera correcta la identificación de peligros, analizaremos los principios básicos[36]:

1. **Comprensión y definición** del camino deseado o planeado para alcanzar los objetivos.
2. **Identificación** de las posibles desviaciones del objetivo.
3. **Listar** todas las desviaciones conocidas e identificadas.

5.3.1.1. Técnica de Identificación de peligros (HAZID)

El primer paso en la identificación de los peligros comienza con el análisis del objetivo esperado del árbol, el cual podemos resumir en los principales propósitos a continuación:

- **Aislar/controlar** el flujo de fluidos producidos o inyectados a través del árbol.
- Proporcionar una **barrera de seguridad** entre el pozo, cabezal submarino, manifolds y demás equipos submarinos.
- Conformar un **camino adecuado y seguro** para que los fluidos producidos del yacimiento alcancen el lecho marino de una manera óptima y controlada.

En base al cumplimiento de los objetivos del árbol submarino, trataremos de abarcar todos los posibles eventos que resulten en un peligro relacionados con el árbol submarino seleccionado, tomando en consideración factores internos y externos, además de las acciones necesarias para

garantizar la disponibilidad y seguridad de los equipos, producción, así como, de las personas y activos. Evaluar no sólo los riesgos técnicos, sino también aquellos riesgos potenciales que puedan presentarse antes y durante la operación del árbol submarino.

Nos apoyaremos de las categorías de riesgos considerados de la tabla 5.1, deduciendo los peligros identificados a continuación:

Identificación de peligros (HAZID)	
Categoría	Peligros identificados
Ingeniería	Datos inadecuados en las bases de diseño
	Cambios o precisiones en las bases de diseño
	Cambio en el estándar de diseño
	Cambios en la tecnología aplicada
	Imprecisión en los diseños y especificaciones
	Errores de diseño
Procura	Falta de disponibilidad de equipos
	Escasez de materiales
	Colocación inoportuna de órdenes de compra
	Retraso en la entrega de equipos comprometidos
	Retraso en el suministro de materiales
	Incumplimiento de inspección en fábrica para la liberación
	Escasez de mano de obra
	Problemas en la planeación del mantenimiento
Construcción/ Instalación	Dificultades por las características climatológicas del sitio
	Condiciones imprevistas del sitio
	Dificultados de acceso del equipo de instalación
	Daños al equipo durante instalación
	Mano de obra inexperta
Administración del Proyecto	Falta de experiencia en proyectos similares
	Deficiencias en la distribución oportuna de la información
	Deficiencias en la planeación del proyecto
Pruebas y Arranque	Incumplimiento de capacidad u otras condiciones de diseño
	Daño al equipo durante la puesta en marcha
	Fallas durante arranque u operación
Seguridad y Riesgos Ambientales	Ausencia de redundancia de seguridad
	Suspensión por afectación al medio ambiente
	Fugas en la integridad mecánica del árbol
	Fuga de sustancias tóxicas
	Fallas en los dispositivos de seguridad
Eventos de la naturaleza	Huracán

Tabla 5.2. Listado de los peligros identificados en el árbol submarino por categoría

El siguiente paso, consistirá en el análisis y evaluación de los peligros identificados mediante las métricas adecuadas y en base a la información disponible bajo el enfoque cualitativo.

5.3.2. Análisis y evaluación de los peligros

En esta parte del proceso, definiremos las métricas adecuadas en la industria submarina, es decir, aquellas relacionadas directamente con el árbol submarino y todos los factores asociados.

Los principales factores a considerar en el establecimiento de las métricas son:

- Establecimiento de una métrica adecuada a los sistemas submarinos en aguas profundas, en específico al árbol submarino de producción.
- Se llevará a cabo, el balance de los conceptos/atributos de la métrica, es decir, buscamos apegarnos como sea posible a las condiciones actuales en la industria costa fuera en todos los ámbitos: económico, salud y protección ambiental.
- Definir conceptos que faciliten la calificación y comprensión del riesgo analizado.

Este caso de estudio tomará las métricas propuestas en el capítulo anterior, marcando énfasis a la información disponible (el ejemplo será llevado a cabo bajo un enfoque cualitativo), el cual no pretende establecer una métrica absoluta ni suficiente; ya que como se ha estado mencionando, las métricas son subjetivas para cada caso de estudio, proyecto o sistema.

5.3.2.1. Estimación de la frecuencia

Estimaremos la frecuencia de los eventos y/o peligros identificados que pudieran presentarse, de acuerdo a la métrica propuesta por expertos en análisis de riesgos mostrada en la tabla 5.3.

Probabilidad de ocurrencia	Descripción cualitativa de la probabilidad
Muy Alta (5)	De 0 a 3 años.
Alta (4)	De 3 a 5 años.
Media (3)	De 5 a 10 años.
Baja (2)	De 10 a 20 años.
Muy Baja (1)	Más de 20 años.

Tabla 5.3. Métrica de probabilidad de ocurrencia propuesta en aguas profundas[44]

De manera que, la métrica de evaluación de la frecuencia, será empleada en el análisis de los peligros listados en la tabla 5.2 y donde los resultados se muestran posteriormente.

5.3.2.2. Análisis de las consecuencias

Aquí analizaremos cualitativamente los efectos o impactos negativos que pudieran causar los peligros enlistados anteriormente. Esta valorización de los impactos, se llevarán a cabo sobre los cuatro principales sectores de afectación: humana, negocio, ambiental y negocio.

Sin embargo, como se mencionó, las métricas proporcionadas por la industria petrolera nacional resultan insuficientes para en el análisis de las consecuencias del árbol submarino, de tal forma que, emplearemos las métricas propuestas por expertos mostrada en la tabla 4.7 del capítulo anterior.

5.3.2.3. Evaluación de los peligros

El propósito de la evaluación es caracterizar los riesgos detectados con los rangos de las métricas propuestas, para ayudar en la administración de riesgos a tratar y priorizar las acciones necesarias.

La caracterización es llevada a cabo mediante la posición de las magnitudes de la frecuencia y consecuencias sobre los ejes de la matriz de riesgos, de forma que, el producto resultante caerá sobre una determinada categoría, que está en función de la posición resultante de las variables, las cuales establecen un grado de aceptabilidad que va desde lo aceptable hasta lo inaceptable.

En función de la posición resultante debemos, desarrollar las recomendaciones pertinentes para reducir los riesgos. Para la evaluación de los riesgos se empleará la matriz de riesgos propuesta en el capítulo IV. (Ver tabla 4.10)

La información obtenida a partir de la identificación, análisis y evaluación de los peligros identificados en el árbol submarino es resumida en el inciso (a) del anexo F. Cabe mencionar que las escalas de los valores de frecuencia y severidad, fueron asignados de manera objetiva por el autor tomando en cuenta la aleatoriedad de los eventos y sus posibles consecuencias en cada sector de afectación. De manera que, los valores de riesgo son obtenidos a partir de la matriz de riesgos derivadas del producto de la escala de la frecuencia por la severidad.

5.3.2.4. Priorización de los riesgos

La calificación de los riesgos es obtenida a partir del producto de la frecuencia por la severidad, en la escala relativa al enfoque cualitativo, la priorización estará dada en función de un algoritmo que toma suma las calificaciones de riesgo obtenidas en las cuatro áreas de impacto, afectada por un factor de transformación de 1.25, que busca colocar aquellos riesgos ubicados en los límites superiores de la escala de riesgos en la categoría superior inmediata, como se muestra en la figura 5.4; de tal manera, que el objetivo es priorizar las acciones de tratamiento considerando la categoría resultante del algoritmo.

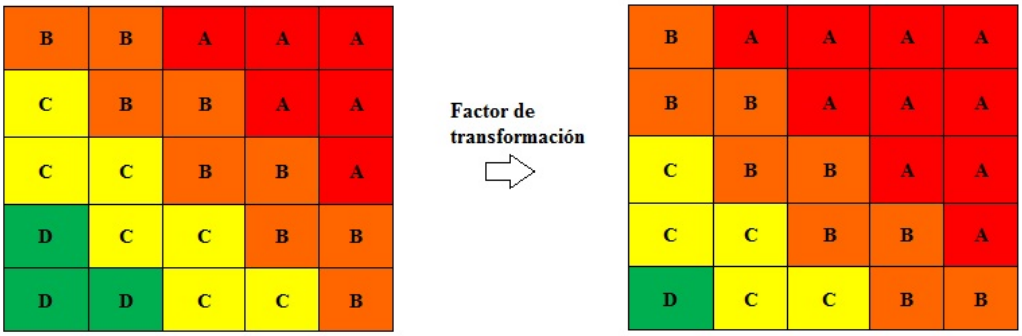


Figura 5.4. Modificación a la matriz de riesgos

Con este criterio de modificación, se amplía la zona roja a expensas de la verde, lo que en sentido práctico implica mayor número de riesgos que demandan atención prioritaria y necesidad de acciones de mitigación.

Lo anterior toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Todas las áreas de impacto son igual de importantes, es decir, el impacto humano tiene igual importancia que el negocio y así las otras áreas. Lo que en sentido numérico implica tomar en cuenta el resultado directo obtenido de la calificación de los riesgos en cada área de impacto.
- Tomando en cuenta lo anterior, se aplica un factor de trasformación que nos ayude en la determinación de los riesgos a priorizar, sin que estos tengan un orden de jerarquía dentro de su categoría, es decir, cualquier riesgo que esté dentro de la categoría A, demanda atención inmediata, como cualquier otro dentro de la misma categoría.

Es así como nuestro algoritmo de priorización de riesgos queda de la siguiente forma:

$$R_t = (P * F_t) * \sum_{i=a}^{4} S_a$$

donde:

R_t = riesgo total F_t = factor de trasformación
P = frecuencia S = severidad a = área de impacto

A continuación mostraremos un ejemplo de aplicación del algoritmo mencionado:

Categoría	Peligros	Consecuencias	Frecuencia	Humana		Negocio		Ambiental		Imagen	
				S	Valor riesgo	S	Valor riesgo	S	Valor riesgo	S	Valor riesgo
Procura	Falta de disponibilidad de equipos o sistemas	Planes o programas retrasados por falta de equipos disponibles.	4	1	C	3	B	1	C	1	C

desarrollando la ecuación y sustituyendo valores del ejemplo del riesgo identificado en la tabla anterior:

$$R_t = (4 * 1.25) * (1 + 3 + 1 + 1)$$

$$R_t = 5 * 6 = 30$$

Dado que inicialmente la matriz de riesgos contempla una escala definida dentro de sus productos para las categorías de riesgos; en base a los resultados del algoritmo, se extrapolaron los niveles de clasificación de riesgos, es decir, si el producto de la frecuencia por una severidad nos colocaba dentro de una determinada clasificación, entonces, al considerar todas las áreas de impacto se debe

tomar en cuenta la magnitud total de nuestro peligro. Por lo tanto, las escalas de clasificación de los riesgos para los resultados obtenidos del algoritmo quedan de la siguiente forma:

Clasificación	Rt
A	>49
B	25-48
C	9-24
D	1-8

Es entonces que el riesgo total del ejemplo anterior resulta como:

$$R_t = clasificación\ final\ tipo\ B$$

Obteniendo así la lista de riesgos priorizada mostrada en el anexo F.

Los resultados obtenidos de la identificación de peligros (HAZID), son un ejemplo de la aplicación de la técnica de análisis de riesgos de manera subjetiva (por el autor), esto quiere decir que las categorías, consecuencias y calificaciones, anteriormente mostradas dependerán de la experiencia, conocimiento y habilidad de quien utilice la técnica. Por tal razón, es ampliamente recomendable llevar a cabo este tipo de análisis con un equipo de expertos para lograr abordar cualquier aspecto que pudiera existir.

Los resultados pueden cambiar según el grado de subjetividad de quien los observe, sin embargo, para fines de este trabajo nos apoyaremos en estos resultados, tomando en cuenta que pueden ser llevados a un mayor grado de análisis.

La asignación de una calificación final de riesgo nos permite priorizar los riesgos, en base a sus resultados obtenidos, en función del impacto en todos los sectores de afectación y su frecuencia, para finalmente desarrollar las recomendaciones en la reducción, tratamiento e implementación pertinente.

5.3.3. Reducción del riesgo

Como resultado del análisis y en base a la lista de riesgos priorizada, se describen las medidas y acciones apropiadas en la mitigación y reducción de los riesgos. Sin embargo, dado que el objetivo del estudio es la aplicación del análisis de riesgos técnicos a un árbol submarino, el estudio también debe involucrar el balance entre los costos y esfuerzos de implementación y los beneficios derivados, así como los requerimientos en responsabilidad social y protección ambiental, aspectos que se encuentran fuera del alcance de este trabajo.

Las acciones/medidas para reducir/eliminar el riesgo, considera las capacidades actuales y las que pueden ser llevadas a cabo en un futuro. La descripción de cada una de ellas son mostradas en el inciso (c) del anexo F.

Dentro de las opciones en la reducción del riesgo, puede ser considerada la transferencia de riesgos o la eliminación de los mismos mediante ciertas decisiones, que generalmente son de alto costo pero que resultan viables a largo plazo. En general, la mitigación de los riesgos, establece la programación de actividades a realizar ya sea de forma periódica o conforme al desarrollo de las actividades, con la finalidad de enfocar los esfuerzos en la disminución de la frecuencia, impacto o ambos.

Las acciones deben ser definidas también mediante la asignación de los responsables, descripción del estatus de dichas actividades, así como el plazo de tiempo a llevarlas a cabo.

5.3.4. Monitoreo y control

Se recomienda llevar a cabo una revisión mensual de las acciones/medidas para reducir/eliminar el riesgo, para tomar futuras decisiones de prevención o correctivas que resulten necesarias, es decir, si alguna acción necesita ser implementada en otras áreas o debe ser modificada en base a los resultados. Adicionalmente al control y seguimiento de las acciones implementadas, los riesgos también deben ser monitoreados durante toda la duración del proyecto, tarea o actividad. Debido que un cambio en el entorno o ambiente del árbol tiene como consecuencia la afectación de los riesgos en el proyecto.

Un informe contenido en el estudio del análisis de riesgo, debe contener la información necesaria del estudio, con el objetivo de una adecuada y óptima comunicación y comprensión en todas las etapas del proyecto.

5.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Ya que el algoritmo es aplicado a todos los riesgos identificados previamente y obtenido la lista de riesgos priorizada, es importante llevar a cabo revisar los resultados obtenidos a partir del análisis de riesgo. Para mostrar de una mejor forma los resultados, nos apoyaremos del uso de gráficas donde resaltaremos aspectos importantes en el análisis de los resultados tales como:

a. Detalle de la categoría y frecuencia de los riesgos identificados.
b. Detalle de la categoría y calificación de los riesgos identificados.
c. Detalle de la categoría, áreas de impacto y calificación de los riesgos identificados.
d. Discusión de los resultados.

a. Resultados: categoría y frecuencia de los riesgos identificados

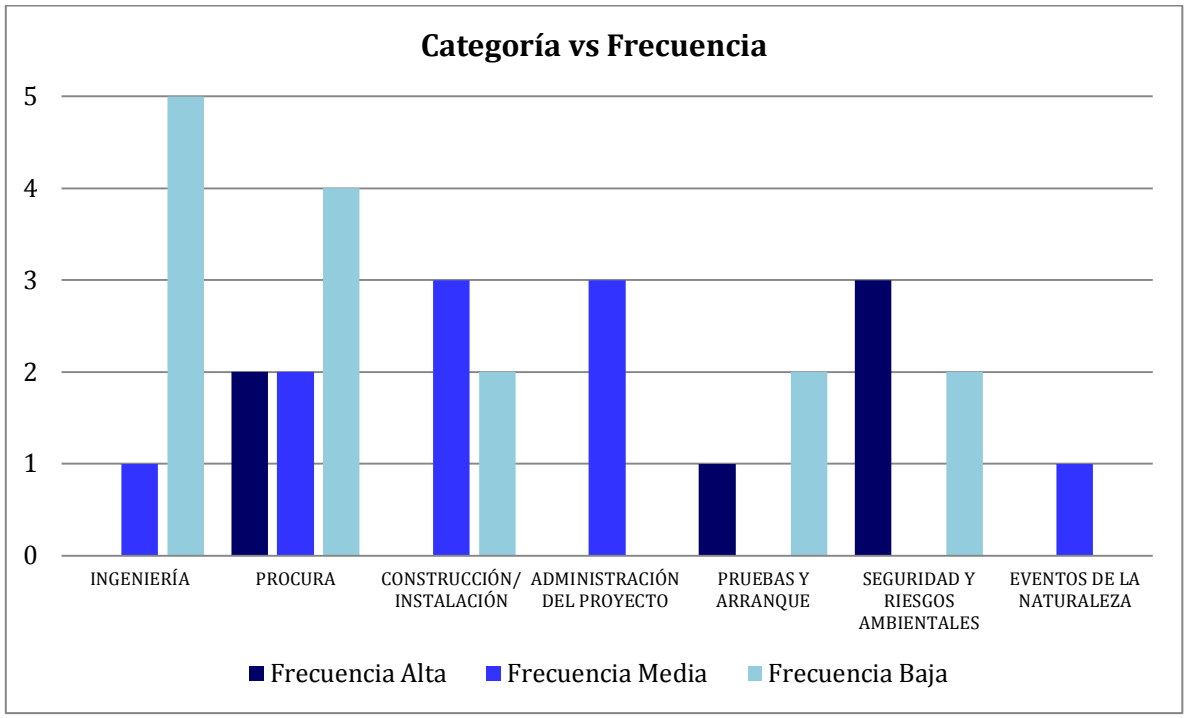


Figura 5.5. Gráfica de la frecuencia de las categorías del análisis de riesgo en el árbol submarino.

b. Resultados: categoría y calificación de los riesgos identificados

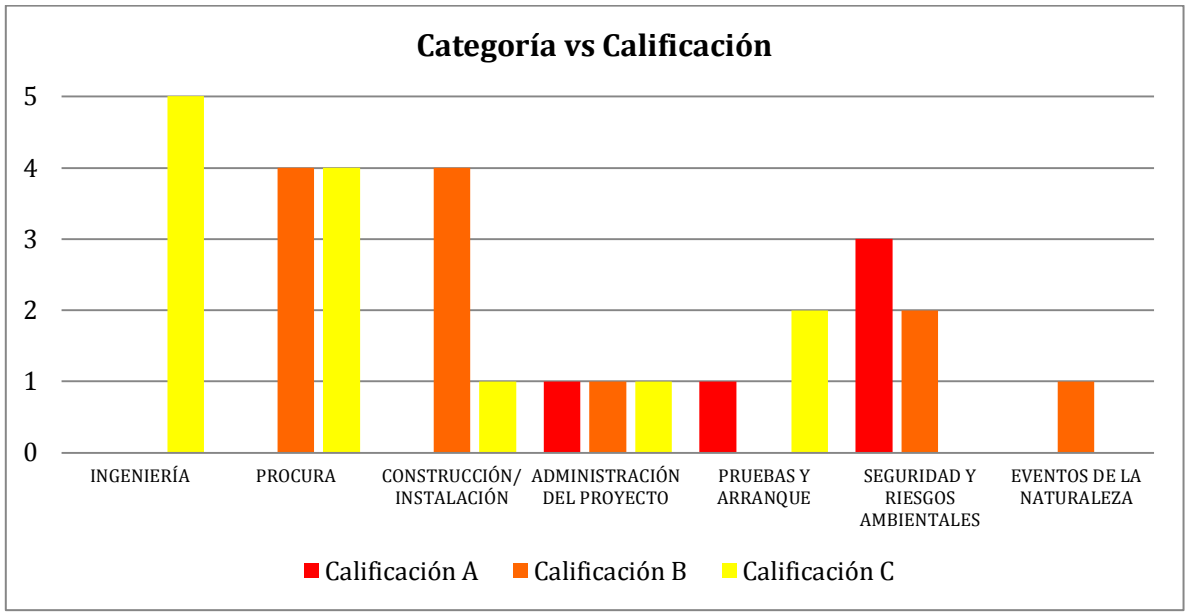


Figura 5.6. Gráfica de las calificaciones de los riesgos identificados en el análisis de riesgo por categoría.

c. Resultados: categoría, áreas de impacto y calificación de los riesgos identificados

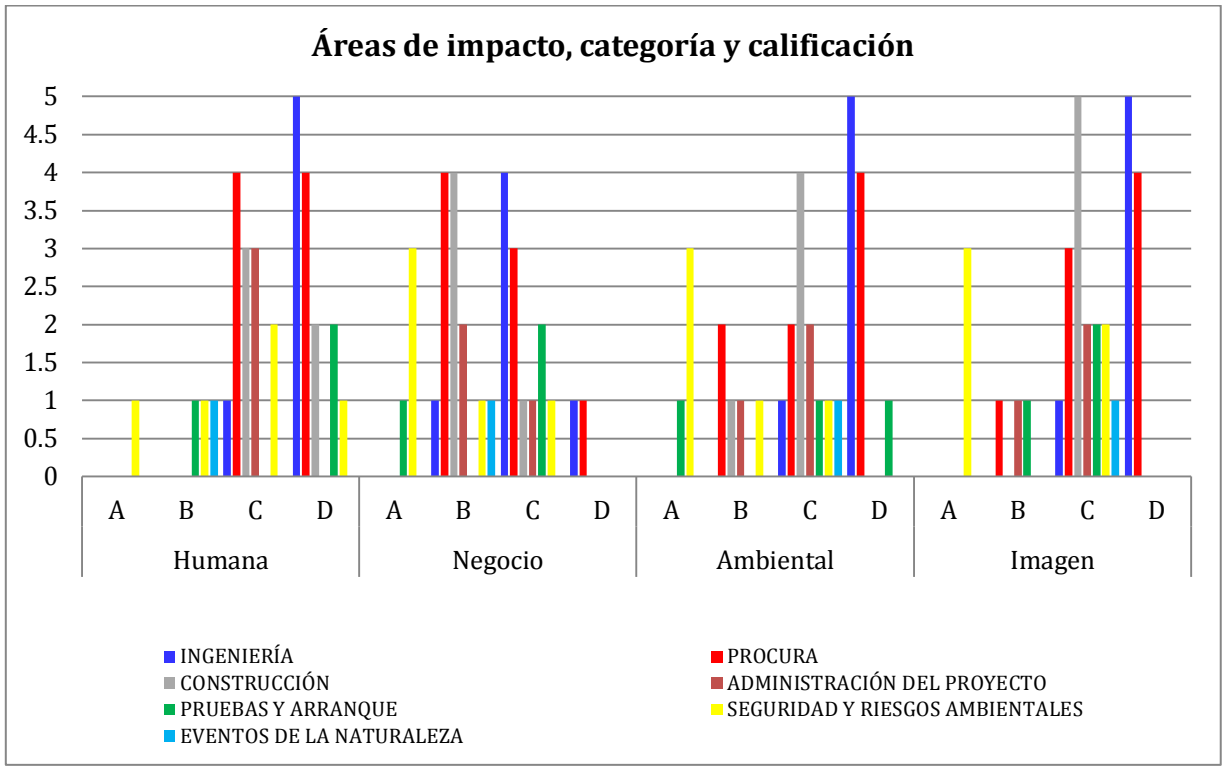


Figura 5.7. Gráfica de las calificaciones por área de impacto de las categorías.

d. Discusión de los resultados.

A pesar de que los resultados del análisis de riesgos están directamente relacionados con las **acciones/medidas para reducir/eliminar riesgo**, es necesario también destacar la importancia de llevar a cabo los análisis de riesgo, ya que no sólo nos proporciona las herramientas para evitar un evento no deseado, sino también nos ofrece una perspectiva de las principales áreas de oportunidad de mejora en las etapas de diseño, planificación, operación o en el desarrollo de procedimientos o mejores prácticas, con el objetivo, no sólo de tener operaciones seguras, sino eficientes, rentables y a la altura de los estándares internacionales de HSE.

Por ejemplo, en base a la figura 5.5, podemos observar el histórico de la frecuencia de los riesgos identificados por categoría, ayuda a identificar cuáles categorías son más susceptibles en la ocurrencia de eventos no deseados y de la cual obtenemos la siguiente información:

- **Categorías con los valores más altos de frecuencia:** procura, pruebas y arranque, seguridad y riesgos ambientales. Categorías que resultas notables, por ejemplo, es frecuente que en la categoría de procura existan deficiencias en la planeación del mantenimiento y la disponibilidad de los equipos, debido que, en la mayoría de los casos, los planes de mantenimiento e intervención no resultan adecuados, basados en la información de la tasa de fallas de los equipos y disponibilidad de los equipos de intervención, peligros que tienen impactos negativos en el valor del proyecto. Por otro lado, es común observar desde los

inicios de operación del árbol submarino, fallas debido a factores como condiciones imprevistas de operación, ajuste de los componentes, etc., o durante la vida productiva del equipo, debido al desgaste y exposición de los componentes principales, de tal manera, que las principales problemas que pueden presentarse son: fugas en los dispositivos y fallas en los componentes. Áreas de oportunidad de mejora en la etapa de diseño y fabricación el árbol submarino.

- **Categorías con los valores más bajos de frecuencia:** Ingeniería, construcción y eventos de la naturaleza. Cabe mencionar, que esto no quiere decir que los riesgos identificados con esta frecuencia no son tan importantes como los demás, puede que su frecuencia sea casi remota, pero están igual de propensos a ocurrir como los demás, por ejemplo, los huracanes son fenómenos aleatorios de la naturaleza y aunque sus pronósticos se acercan un poco, las estadísticas meteorológicas nos dan una idea, de cuantas ocasiones se han presentado estos eventos y, por fortuna, han sido pocos. Sin embargo, el impacto de los riesgos sobre el valor del proyecto tiene implicaciones severas.

Dada la figura 5.6, podemos comparar aquellas categorías con el grado de importancia de los riesgos, es decir, su calificación. Esto nos ayudará a comprender de una mejor manera la vital importancia de atender éstas áreas de oportunidad debido a la severidad de sus consecuencias.

- **Categorías con las calificaciones más altas en riesgos:** seguridad y riesgos ambientales, pruebas y arranque, administración del proyecto. Para resultados como este, podemos establecer una relación directa de la frecuencia de los riesgos identificados con el grado de importancia que estos obtendrán, es decir, un peligro con una frecuencia alta tendrá consecuencias negativas en cualquiera de nuestros objetivos, ya que a pesar de que pueda tener un leve impacto en cualquiera de las áreas, su amplia ocurrencia lo convierte en un peligro importante a tratar. Cabe mencionar que eventos como fallas en los dispositivos de seguridad, falta de mantenimiento o de experiencia, así como, problemas durante la puesta en marcha, pueden tener consecuencias muy graves en aspectos de seguridad, protección ambiental y económica para cualquier operadora. Más adelante observaremos a detalle este punto.

- **Categorías con las calificaciones más bajas en riesgos:** ingeniería y procura. A pesar que los riesgos identificados en estas áreas tienen grados bajos de severidad comparadas a los demás, esto quiere decir que estos riesgos no requieren ser atendidos de forma inmediata, pero si pueden ser contemplados en las lista de atención y mitigación de riesgos. Por ejemplo, modificaciones en diseño o retrabajos de la ingeniería básica no tienen implicaciones en áreas, tales como, instalación o mantenimiento, debido que se desarrollan en la etapa de definición del proyecto, pero un error, puede tener implicaciones de reingeniería que toman bastante tiempo y dinero para el proyecto.

Ahora, ya observamos la frecuencia y calificación de los riesgos identificados por categoría. Pero, ¿qué categorías tienen mayor impacto sobre los sectores identificados? ¿Qué tan graves son esos impactos? Para responder a estas preguntas nos apoyaremos de la figura 5.7, donde se puede

observar el histórico de los riesgos identificados por categorías en las áreas de impacto. Donde destacamos lo siguiente:

- **Áreas de impacto con mayor número de riesgos con alta calificación:** las áreas de impacto tales como negocio, ambiental y humana son las que registran mayores números de riesgos con alta calificación. Lo anterior demuestra, como hemos estado analizando, que los riesgos identificados con mayores frecuencias y alta calificación tienen repercusiones económicas graves al negocio, es por esta razón que observamos mayor número de riesgos en esta área de impacto, subsecuente el área de protección ambiental y seguridad, ya que hemos analizado que fallas en sistemas de seguridad o del árbol submarino repercute directamente al ambiente y a la seguridad de las personas.

- **Áreas de impacto con mayor número de riesgos con baja calificación:** como se puede observar, en el área de imagen se concentran los riesgos identificados con calificaciones bajas, estos nos proporciona la idea que en la mayoría de los riesgos identificados, en el sector de imagen no se ve gravemente afectada, no afirmamos sea un sector que no merezca ser considerado, ya que en todo negocio, la imagen de la organización siempre garantiza credibilidad y confianza con sus proveedores y clientes.

Todo lo anterior es llevado a cabo y mostrado con el propósito de desarrollar procedimientos en el control y eliminación de los peligros así como de mejorar las estrategias de gestión y prevención, las cuales pueden tener grandes resultados si son llevadas a cabo de manera oportuna en las etapas de planeación, diseño, operación y mantenimiento en los proyectos en aguas profundas.

En la figura 5.8, se resaltan los riesgos identificados por categoría con más alta calificación, de los cuales, analizaremos aquellos que son de carácter técnico para su estudio más adelante.

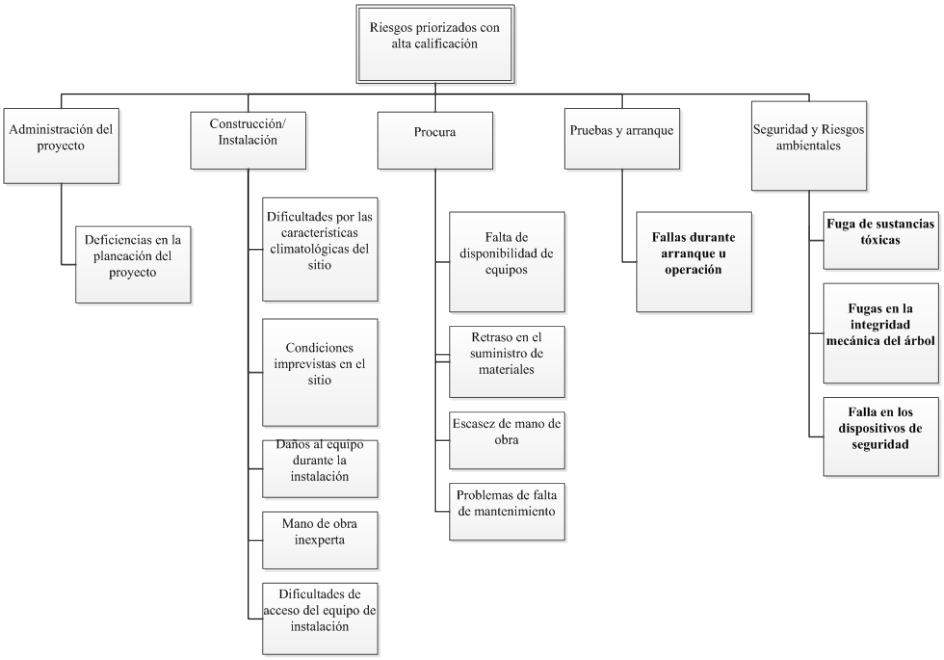


Figura 5.8. Riesgos identificados por categoría con mayor calificación

Como se puede observar, en las categorías de: pruebas y arranque, seguridad y riesgos ambientales, existen riesgos que dependen directamente del funcionamiento, operación y mantenimiento del árbol submarino. Estos riesgos incluyen:

- Fallas durante arranque u operación
- Fallas en los dispositivos de seguridad
- Fugas de sustancias tóxicas
- Fugas en la integridad mecánica del árbol

Es entonces, donde aplicaremos un análisis de confiabilidad mediante la técnica de *análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas* (FMECA) a los principales componentes del árbol submarino para evaluar la confiabilidad de los mismos tomando como base las tasas de falla del equipo, para determinar si la configuración y equipo seleccionado cumplirán con el servicio requerido. Lo anterior apoyará en la elaboración de programas de mantenimiento predictivo basados en las tasas de falla de cada modo de falla.

5.5. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA FMECA EN EL ANÁLISIS DEL RIESGO TÉCNICO

Los objetivos de realizar un estudio FMECA al árbol submarino contemplan principalmente:

- Identificar y evaluar todos los efectos indeseables que puedan impedir o disminuir el objetivo de funcionalidad del árbol submarino.
- Analizar los componentes dentro del límite del árbol y los eventos traídos a partir de cada modo de falla identificado.
- Descripción o definición del modo de falla con respecto a la correcta función del árbol submarino o desempeño.
- Estimación de la probabilidad de las fallas mediante el histórico de fallas registradas en el OREDA (Offshore Reliability Data Handbook).

Para lograr alcanzar estos objetivos definiremos nuestro flujo de trabajo en el estudio FMECA del árbol submarino, como se muestra en la figura 5.9.

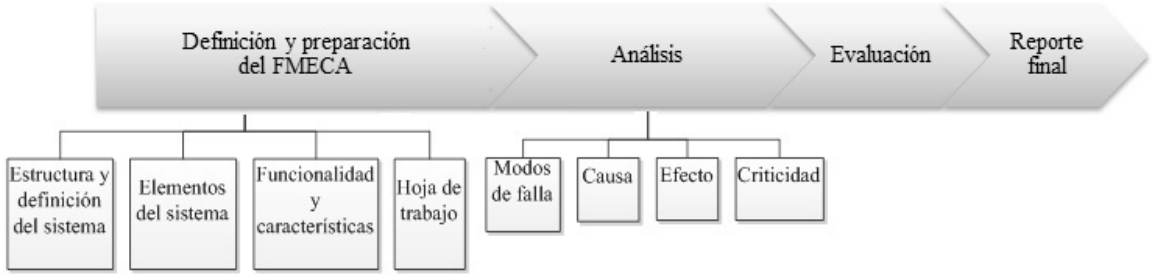


Figura 5.9. Flujo de trabajo del FMECA

El flujo de trabajo, consta de cuatro etapas: la primera consiste en la definición y preparación del FMECA, la cual describe la estructura y definición del árbol submarino, sus componentes, así como sus características y funcionalidad, seguido del establecimiento de la hoja de trabajo donde se concentrará toda la información destacada. En la segunda etapa, se asume que ha quedado definido el sistema de análisis, en este caso hablamos de los componentes del árbol submarino, para posteriormente llevar a cabo el análisis donde se deducen todos los posibles modos de falla, causas, efectos o consecuencias, para después asignarle valor que represente su grado de severidad. Una vez obtenida la información, se procede a la tercera etapa donde evaluaremos la criticidad en función de la probabilidad o tasa de fallas y la severidad de los modos de falla, para finalmente determinar las acciones correctivas necesarias en su tratamiento o mitigación.

Seguramente muchos se preguntan ¿Cuál es la diferencia entre el FMECA y el HAZID? La respuesta es simple, mientras que en el HAZID deducimos todos aquellos peligros que interfieren en nuestros objetivos y que pueden tener un impacto global, en los estudios FMECA, se identifica las secuencias o caminos por las cuales los equipos fallan y se convierten en peligros, considera sus causas, así como, los efectos que estos conllevan; proporcionando evaluaciones de confiabilidad de los equipos y oportunidades de mejora en los diseños y fabricación en los mismos.

5.5.1. Definición y preparación

Es esta etapa emplearemos la información disponible del árbol submarino, para llevar a cabo la definición del sistema y del cual contempla cuatro pasos fundamentales en el desarrollo del FMECA. (Ver figura 5.10)

Figura 5.10. Primera etapa del flujo de trabajo del FMECA

Estructura y definición del sistema

Para comprender y definir el árbol submarino nos apoyaremos de la figura 5.11, donde se muestra el diagrama esquemático del árbol submarino (sistema a estudiar), componentes, características del árbol, conexión lógica y posición de sus componentes dentro del sistema, además es posible identificar el flujo de la producción dentro del equipo y control. Para efectos de estudio, trabajaremos sobre un árbol horizontal convencional (HXT) donde se muestran cinco de sus principales componentes: válvulas, cabezal de la T.P. (tubing hanger), estrangulador, módulo de control y tapa del árbol, así como, conexión entre los mismos. La redundancia que puede tener los árboles submarinos depende de los requerimientos del operador, por ejemplo, la mayoría de los árboles pueden llegar a tener doble redundancia en las válvulas de producción, sin embargo, para objetivo de este estudio nos basaremos en la estructura y diseño del árbol mostrado en la figura 5.11.

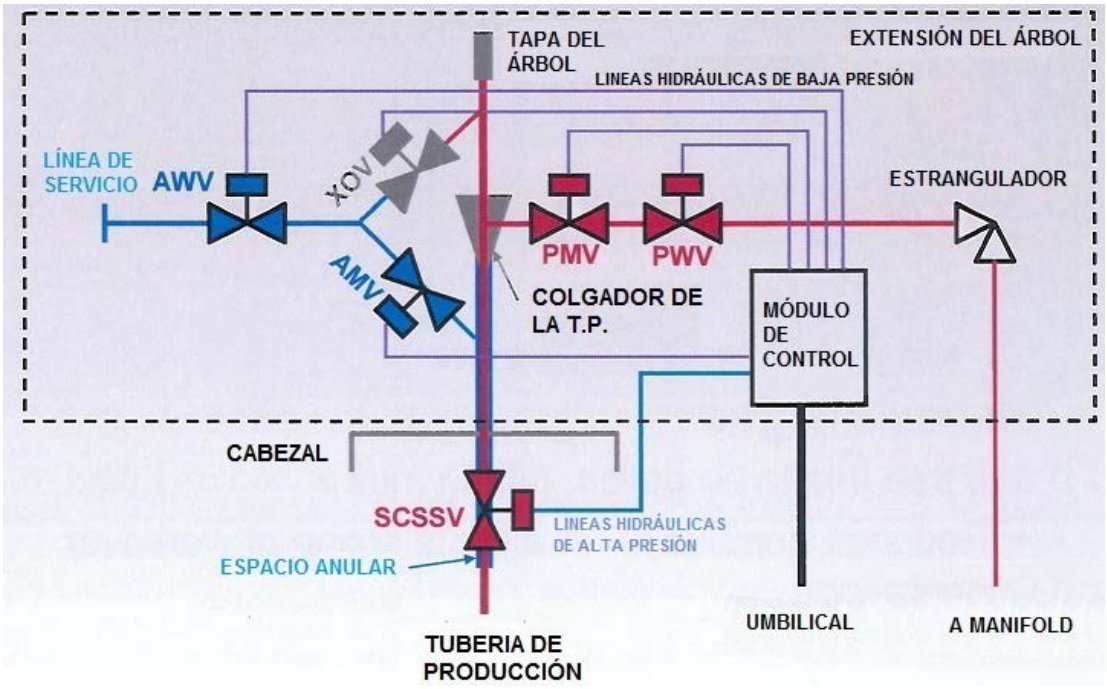


Figura 5.11. Diagrama de árbol submarino HXT[47]

En la figura 5.11, es posible observar con la línea punteada el límite de nuestro sistema, es decir, los componentes del árbol submarino que serán analizados. Así mismo, se puede observar las interfaces con otros sistemas: cabezal, manifolds y umbilical. Cabe mencionar que este trabajo propone esta definición de los límites del sistema, sin embargo, es posible encontrar diferentes límites para el árbol submarino; como en el mostrado en el OREDA 2002, donde los límites del equipo incluyen el cabezal submarino (wellhead) y los conectores incluidos en la terminación, pero excluyen al módulo de control submarino (SCM) y todos los sensores en el árbol.[48]

Elementos del sistema

Los elementos del sistema a considerarse para el estudio de confiabilidad son:

Componentes principales del árbol HXT	Módulo de control	
	Estrangulador	
	Colgador de la T.P. (TH)	
	Tapones	
	Válvulas de producción (válvulas de proceso)	PMV
		PWV
	Válvulas de inyección e ingreso (válvulas de utilidad)	CIV
		ASV
	Válvula del espacio anular y cruce (otras válvulas)	AMV
		AWV
		XOV

Tabla 5.4. Elementos del sistema a considerar

OREDA clasifica los datos dentro de tres tipos: válvulas de proceso, de utilidad y otras, correspondientes a las válvulas de espacio anular y de cruce, como se muestra en la tabla 5.8. Por lo tanto, de aquí en adelante procederemos a referirnos a las válvulas correspondientes por su clasificación en el OREDA.

Además, para representar el éxito en el desempeño y/o funcionalidad del sistema, nos apoyaremos de un RBD mostrado a continuación, donde se muestra la relación entre los componentes y el camino de éxito del sistema; es decir, representaremos gráficamente la conexión y redundancia entre los componentes del árbol submarino.

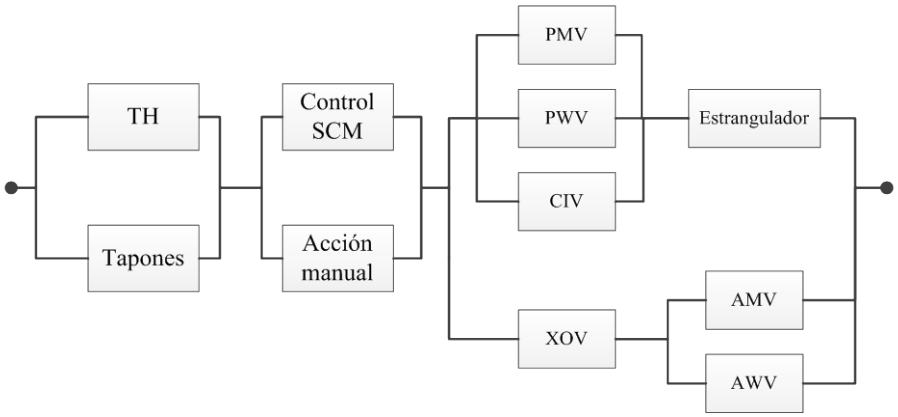


Figura 5.12. RBD principales elementos del sistema

Nota: el diagrama de bloque puede variar según los requerimientos de fabricación, operación o diseño. Una configuración diferente es posible para este mismo sistema, el cual dependerá del autor.

Como puede observarse en el RBD, el sistema propone la correcta operación de su elemento antecesor por seguridad y confiabilidad del sistema, por ejemplo, en el funcionamiento del estrangulador es recomendable que PMV o PWV estén funcionando correctamente; esto garantizará el éxito de la operación en caso de falla del estrangulador. De la misma forma algunos elementos tienen doble redundancia como es el caso de las válvulas del espacio anular.

Funcionalidad y características

En esta etapa, se describen los diferentes elementos del sistema con sus características, desempeños, roles y funciones, como se presenta en la tabla 5.5.

Componente	Función	Parámetros de desempeño	Límites permisibles
Módulo de control submarino	Controlar las funciones eléctricas e hidráulicas asociadas con el árbol submarino para la apertura-cierre de válvulas y envío de la información capturada de los sensores.	Hidráulico Eléctrico	Denominación clase "V", API 6A 2°C (35°F) a 121°C (250°F) Clase DD-Servicio amargo >0.05 psi H_2S
Colgador de la tubería de producción (TH)	Proporcionar una interface entre el cabezal del pozo y el árbol submarino, aislar el espacio anular y resistencia a las cargas causadas por peso y el incremento de presiones y temperaturas en la TP.	Presión Temperatura Tipo de material (equipos contenedores y controladores de presión)	5,000 – 15,000 psi API 17D Denominación clase "U", API 6A -18°C (0°F) a 121°C (250°F) Clase DD-Servicio amargo >0.05 psi H_2S
Tapa del árbol/Tapones	La tapa interna sirve como elemento de sello y protección del agujero proporcionando una doble barrera en el agujero de producción; y la tapa externa de sellar y proteger la parte superior del árbol de las condiciones submarinas externas. Los sellos encargados de aislar el agujero del pozo y proveer una barrera de protección para la capa interna del árbol.		
Estrangulador	Controlar la presión y flujo de los fluidos producidos en el árbol.	Presión Temperatura Tipo de material (actuadores de válvula y estrangulador)	5,000 – 15,000 psi API 17D 2°C (35°F) a 66°C (151°F) Clase DD-Servicio amargo >0.05 psi H_2S
Válvulas de producción (válvulas de proceso*)	Iniciar, detener o regular la circulación de líquidos o gases mediante la apertura, cierre u obstrucción de forma parcial en uno o más orificios o conductos.		
Válvulas de inyección e ingreso (válvulas de utilidad*)			
Válvula del espacio anular y cruce (otras válvulas*)			

Tabla 5.5. Características de los elementos del sistema

* Clasificación de las válvulas según OREDA 2002

El formato de la hoja de trabajo para nuestro análisis FMECA será, similar al mostrado en la figura 3.20. (Ver capítulo III)

5.5.2. Análisis

En esta segunda etapa, ha quedado definido el sistema con cinco elementos, donde llevaremos a cabo el análisis de los modos de falla, sus causas, efectos o consecuencias, para finalmente desglosar la información en la hoja de trabajo, que nos permita obtener toda la información necesaria para la evaluación de las fallas presentadas en los componentes. (Ver figura 5.13)

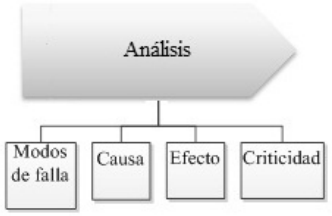


Figura 5.13. Segunda etapa del flujo de trabajo del FMECA

De forma general, un análisis de confiabilidad considera los siguientes pasos para su desarrollo:

i. Identificar los elementos del árbol submarino a estudiar, y definir sus modos y efectos de las fallas.
ii. Seleccionar el primer elemento para el análisis y analizar su función en el árbol.
iii. Deducir todos los posibles modos de falla del elemento debido a cualquier posible causa de falla.
iv. Postular la causa más probable para cada modo de falla[t].
v. Deducir los efectos de la falla sobre el subsistema (en este caso el componente) y el árbol.
vi. Determinar la información necesaria para la descripción de los modos de falla del elemento en estudio.
vii. Repetir todo lo anterior para todos los modos de falla y todos sus elementos.

Debido que los pasos anteriores, son una guía genérica en el desarrollo de los análisis, los pasos i y ii son considerados en la primera etapa del flujo de trabajo del FMECA (ver figura 5.10), donde: *estructura y definición del sistema*, así como, *elementos del sistema*, conforman los primeros dos pasos en el desarrollo del análisis. De manera que, los pasos restantes se desarrollarán como segunda etapa, como lo muestran las actividades de la figura 5.13.

Modos de falla

En este paso, la clave para llevar el análisis de una manera óptima es mediante la identificación de los elementos críticos y sus modos de falla. Enlistar los posibles modos de falla cuando los equipos son nuevos o no se cuenta con registro alguno de su operación; de forma que, para atender esta situación, es ampliamente recomendable emplear la información de la experiencia registrada a lo largo de la historia de vida de los equipos de diferentes compañías operadoras. La información que emplearemos para el análisis está basada en datos numéricos, en códigos definidos por el usuario y seleccionados de un menú predefinido. Es decir, estará fundamentado en la información de los registros del OREDA[47] y de la lista de modos de falla para los equipos submarinos del Instituto Americano del Petróleo[40].

[t] De manera general, no será posible considerar todas las posibles fallas, ya que el rango puede ser muy amplio, así que para el alcance de este trabajo, sólo se analizarán las más representativas con respecto a los elementos.

Es así como podemos obtener la información de los modos de falla presentados en los equipos submarinos, cabe mencionar que debido que el OREDA considera los sistemas de control, como otros sistemas de análisis, se adiciona una columna donde se muestran los modos de falla para el módulo de control submarino. Por otra parte, en la columna del árbol, se contemplan todos los demás componentes antes mencionados para el análisis. (Ver tabla 5.6)

Clase de equipo		**Modos de falla**		
SCM	HXT	Descripción	Ejemplos	Código
X	X	Falla en la función en demanda	Falla para responder a la señal o activación	FTF
	X	Falla para abrir en demanda	No abre en demanda	FTO
	X	Falla para cerrar en demanda	No cierra en demanda	FTC
X		Salida errónea	Datos de salidas inexactos o erróneos	ERO
X		Falla durante corrida	Falla del equipo mientras se pone en operación	FWR
X	X	Operación errática o intermitente	No hay una operación continua	SPO
X	X	Efecto no inmediato	Respuesta tardía a demanda	NON
X		Corto circuito	Quema de los instrumentos electrónicos	SCI
X		Falla en transmisión	Falla en recepción o envío de señales	TRF
X	X	Pérdida de redundancia	Una o más unidades redundantes fallaron	LOR
	X	Pérdida de contención	Uno o más barreras contra el escape del aceite/gas se perdió	LOB
	X	Taponamiento u obstrucción	Restricción parcial o completa del flujo	PLU
	X	Fuga externa del fluido del proceso	Fuga al mar de petróleo, gas, condesado, agua	ELP
X	X	Fuga externa de fluidos auxiliares	Fuga al mar de lubricante, refrigerante.	ELU
X	X	Fuga interna de fluidos auxiliares	Fuga interna de fluidos auxiliares	ILU
	X	Fuga interna del fluido de proceso	Fuga interna de los hidrocarburos, gas, condensado, agua.	ILP
	X	Fuga en posición de cerrado	Fuga en cierre o sello	LCP
X		Lectura anormal del instrumento	Falsa alarma, falla en los indicadores	AIR
	X	Deficiencia estructural	Daños en material (grietas, desgaste, fracturas, corrosión)	STD

Tabla 5.6. Lista de modos de falla para al árbol submarino (HXT) y el módulo de control submarino (SCM) [39, 47]

Causa

La identificación de los modos de falla y la determinación de las acciones correctivas de diseño, acciones preventivas para el aseguramiento de la calidad o acciones de mantenimiento preventivo son importantes en los resultados de estos análisis, sin embargo, no es suficiente con identificar los posibles modos de falla de un sistema, sino que también las posibles causas asociadas deben ser identificadas y descritas, en orden de estimar su probabilidad de ocurrencia y en consecuencia, descubrir sus efectos secundarios e idear acciones correctivas necesarias. Así es como describiremos las posibles causas relacionadas directamente con los modos de falla y que estarán incluidos en la hoja de trabajo.

Efecto

Con la identificación previa de los modos de falla y sus causas, ahora hay que determinar los efectos de las fallas. Las dos formas en que los efectos de las fallas pueden presentar son: local y global. Los efectos locales son referidos a los efectos de los modos de falla sobre el componente del árbol en consideración. El efecto global es el resultado de un impacto sobre un nivel más allá del árbol submarino. Esta información se describe en la hoja de trabajo del FMECA en la columna correspondiente para cada modo de falla.

Criticidad

Este paso puede considerarse el núcleo del estudio FMECA, ya que cuantifica la importancia relativa de todos los modos de falla, con la información de los efectos identificados en el paso anterior y en su conjunto con la base de datos de OREDA de las frecuencias estimadas para los modos de falla.

Para el análisis de construye una matriz de criticidad (o matriz de riesgos) donde nos permita priorizar las actividades necesarias para controlar o mitigar las fallas recurrentes en los árboles submarinos. Donde el análisis de riesgo en el eje vertical considera la frecuencia o tasa de fallas y en el eje horizontal, los efectos de las mismas. Las métricas empleadas en los ejes y nuestra matriz de criticidad son:

- **Consecuencias:** en la tabla 5.7 se puede observar, las cuatro principales áreas de impacto medidos en una escala de 1 a 4 en las consecuencias identificadas como: menor, moderado, grave y catastrófico, respectivamente.

		CONSECUENCIA			
		MENOR	MODERADO	GRAVE	CATASTRÓFICO
		1	2	3	4
PERSONAS	**Seguridad y salud del personal y contratistas.**	Sin lesiones; primeros auxilios.	Atención Médica; lesiones menores sin incapacidad; efectos a la salud reversibles.	Hospitalización; múltiples lesionados, incapacidad temporal	Una o más fatalidades; lesiones irreversibles; incapacidad permanente
IMAGEN	**Atención de los medios al evento**	Difusión menor del evento, prensa y radio locales.	Difusión local significativa; entrevistas, TV local.	Atención de medios a nivel nacional.	Cobertura nac. / int'l. Protestas.
AMBIENTE	**Descargas y derrames**	Contingencia controlable.	Informe a las autoridades. Efecto local.	Contaminación de un gran Volumen de agua. Efectos severos en cuerpos de agua; mortandad significativa de peces.	Daño mayor a cuerpos de agua; se requiere un gran esfuerzo para remediación.
NEGOCIO	**Pérdida de producción, daño a las instalaciones.**	< MX $ 9 MM < US $ 640 K	MX$9 - 27 MM US $0.64-1.9MM	MX $ 27 - 90 MM US $1.9 - 6.4 MM	> MX $ 90 MM > US $ 6.4 MM
		< 1 día	1 - 3 días	3 - 10 días	> 10 días
	Efecto legal.	Incidente reportable	Alerta por parte de las autoridades	Multas, suspensión de actividades.	Multa mayor, proceso judicial.

Tabla 5.7. Métrica de severidad para el análisis FMECA.[30]

- **Frecuencias:** en la tabla 5.8, se muestra la métrica de la frecuencia en términos de dos posibles variables a tomar en cuenta: la tasa de fallas (λ) y/o el tiempo promedio para fallar (MTTF), ambos en función del tiempo en años, considerando la misma escala 1 a 4, considerando remota, baja, media y alta respectivamente.

FRECUENCIA			
REMOTA	**BAJA**	**MEDIA**	**ALTA**
1	**2**	**3**	**4**
Esencialmente imposible $\lambda < 1x10^{-3}$ MTTF >1,000 años	Ha ocurrido en la industria $1x10^{-3} < \lambda < 1x10^{-2}$ 100 < MTTF < 1000 años	Se espera que ocurra en la vida del sistema $1x10^{-2} < \lambda < 1x10^{-1}$ 10 < MTTF < 100 años	El evento se ha presentado o puede presentarse $\lambda < 1x10^{-1}$ MTTF <10 años

Tabla 5.8. Métrica de frecuencia para el análisis FMECA.[42]

- **Matriz de criticidad (o matriz de riesgos):** la matriz de criticidad mostrada en la figura 5.14, es resultado del trazado del producto de las escalas relativas racionales de la severidad y frecuencia que nos proporcionan un significado a las categorías que corresponde: A, B, C y D.

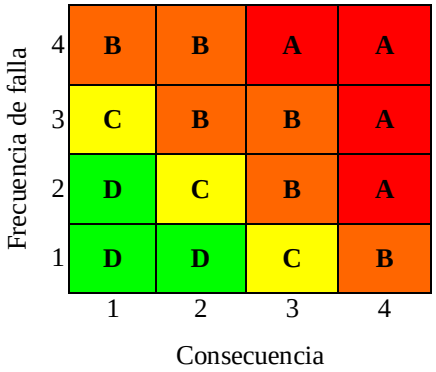


Figura 5.14. Matriz de criticidad para el análisis FMECA

5.5.3. Evaluación

En esta etapa, se llevará a cabo el procedimiento de evaluación de la información obtenida hasta el momento, para definir las acciones correctivas requeridas para eliminar las fallas y sus riesgos asociados. La evaluación puede describirse en una serie de pasos fundamentales que complementarán la hoja de trabajo del FMECA. (Ver figura 5.15)

Figura 5.15. Segunda etapa del flujo de trabajo del FMECA

Los pasos a seguir son:

1. **Asignación de la severidad a los efectos de las fallas**, cada modo de falla es clasificada mediante la severidad de sus efectos, sobre todo en el desempeño del árbol submarino y seguridad.
2. **Asignación de la frecuencia**, de la información publicada en el OREDA, tomaremos los datos de la tasa de fallas. Es importante mencionar, que los datos del OREDA tienen un 90% de certidumbre por número de la población y las variaciones en las condiciones ambientales.
3. **Evaluación de los modos de falla en base a la matriz de criticidad**, es el resultado final de la determinación de la clase de severidad y frecuencia de los modos de falla, enlistados de manera priorizada.

Todos los resultados del estudio FMECA del árbol submarino, serán mostrados en el anexo F de la hoja de resultados.

5.5.4. Resultados y reporte

Dado como su nombre lo indica, el análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas tiene como objetivo identificar las fallas que tienen consecuencias afectando la funcionalidad del árbol submarino dentro de los límites del sistema, es así entonces, como el estudio nos proporciona la priorización de las fallas en función del valor del riesgo derivado del producto de su frecuencia e impacto, y así mismo, nos ofrece la oportunidad de desarrollar planes de mantenimiento, control y mitigación de las mismas. Estos resultados son mostrados de manera resumida en la hoja de resultado del anexo F.

Como resultado del estudio y en base a la calificación de los riesgos que ameritan ser priorizados, se describen también las medidas y acciones apropiadas en la mitigación y control de las fallas en la sección análisis FMECA del anexo F.

Finalmente, los resultados del análisis de riesgos nos proporcionan un panorama de las áreas de oportunidad y atención en riesgos, así como de las características de falla del árbol para futuras mejoras en diseño, construcción y operación. Lo anterior con el propósito de desarrollar planes de prevención, mitigación, control y emergencia, de aquellos riesgos provenientes no sólo de eventos no deseados aleatorios al equipo, sino también desde los aspectos técnicos donde las mejoras pueden tener un impacto positivo no sólo en seguridad sino también económicamente.

De manera que los resultados incluyen un resumen de lo siguiente:

- Tasa de fallas versus componente.
- Componente, calificación y número de fallas
- Componente, número y modo de fallas
- Discusión de los resultados
- Fallas que, cuando inicialmente ocurren solas, resultan en efectos serios
- Fallas que no tienen efecto

A continuación se mostrarán las gráficas que resumen la información obtenida a partir del estudio FMECA.

a. Resultados: tasa de fallas vs componente.

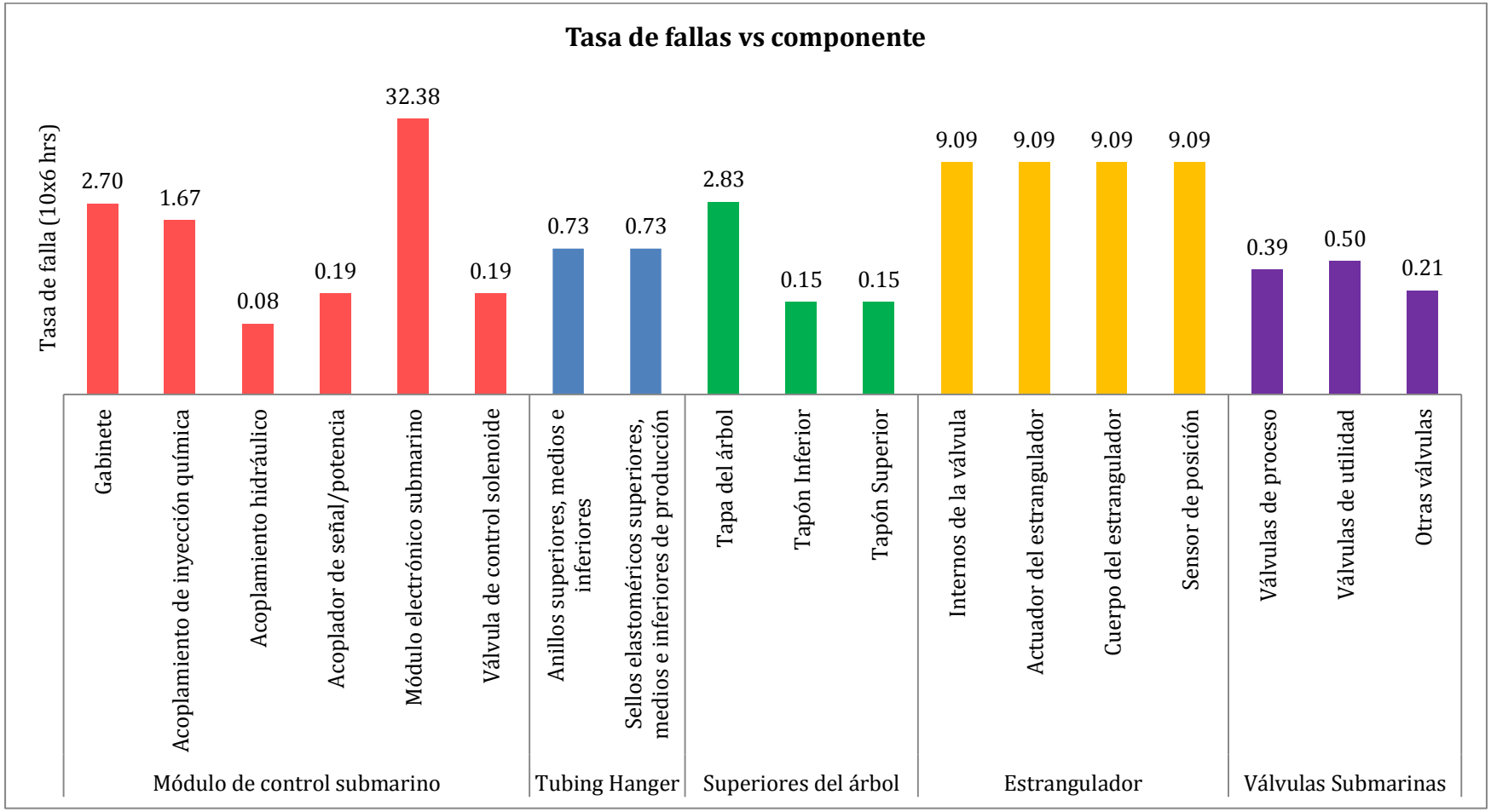


Figura 5.16. Tasa de fallas de los componentes del árbol submarino.[47]

b. Resultados: componente, calificación y número de fallas.

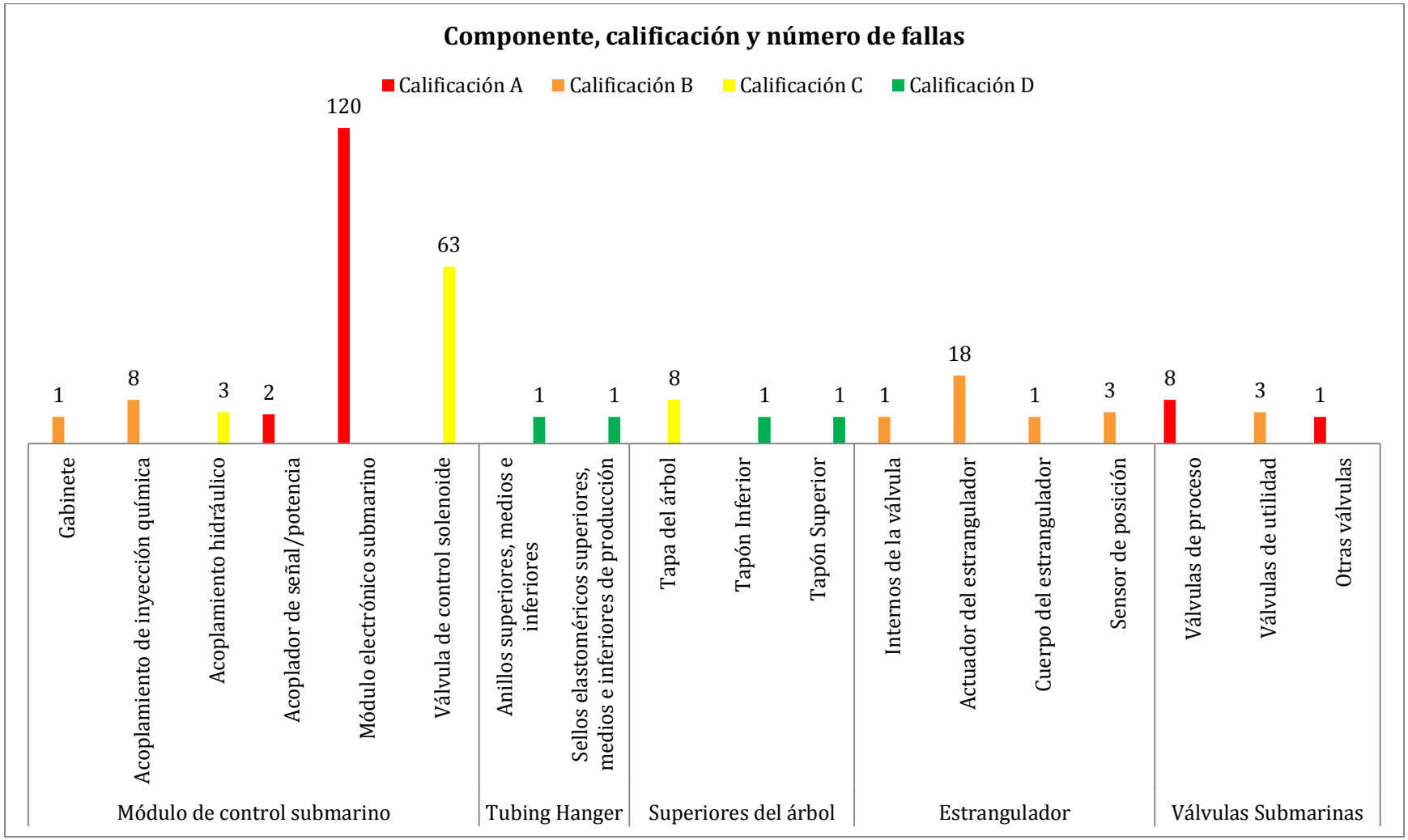


Figura 5.17. Número de fallas y calificación por componente del árbol submarino[47]

c. Resultados: componente, número y modo de fallas.

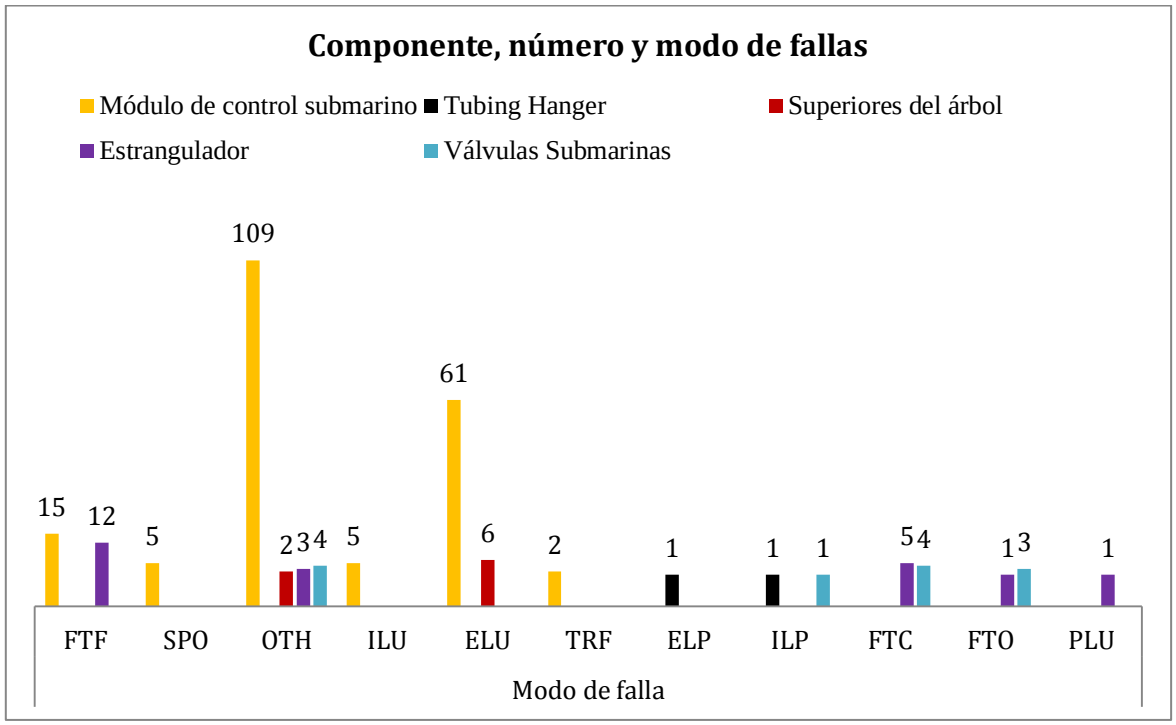


Figura 5.18. Modos de falla por componente[47]

d. Discusión de los resultados.

De la misma forma que en el análisis de riesgos, el estudio FMECA nos proporciona la información necesaria en el análisis de las fallas de los equipos, en particular de los componentes del árbol submarino. Es así como a continuación analizaremos a detalle los resultados obtenidos a partir de la información del histórico, modo y efectos de las fallas que se presentó en este trabajo.

En base a la figura 5.16 observamos lo siguiente:

- **Componentes con mayor tasa de fallas:** los componentes del SCM tales como el módulo electrónico submarino (SEM), gabinete, los componentes del estrangulador así como la tapa del árbol son los elementos con la mayor tasa de fallas del árbol submarino. Esto es de esperarse ya que si analizamos detenidamente, éstos elementos son los más empleados en la operación y funcionamiento del árbol submarino y por consiguiente los primeros en presentar fallas en su vida productiva. Esta información resulta vital en el desarrollo de los programas de mantenimiento ya que a partir de la tasa de fallas podemos obtener el tiempo promedio de vida/operación antes de fallas (MTTF). La tabla 5.9 nos ayudará a comprender de una mejor forma lo anterior.

Elemento/componente	Tasa de fallas (λ) [10^6hrs]	Tiempo promedio de operación (MTTF) [años]
Módulo electrónico submarino	32.38	3.01
Estrangulador	9.09	4.16
Tapa del árbol	2.83	13.36
Gabinete	2.70	49.56

Tabla 5.9. Relación de los componentes con mayor tasa de fallas[47]

- **Componentes con la tasa de falla más baja:** los componentes tales como el acoplamiento hidráulico, los tapones del árbol así como la válvula de control solenoide son aquellos que presentan la tasa de fallas más baja en comparación a los demás componentes. Sin embargo, esto no quiere decir que sean menos importantes, ya que debemos no sólo analizar su tasa de fallas sino también la importancia de las mismas, parámetro ofrecido por la calificación de las mismas.

Como se puede observar, el módulo electrónico submarino es el componente con el tiempo promedio de operación entre fallas más bajo, esto nos ofrece la oportunidad de desarrollar la estrategia de prevención y mantenimiento de las fallas del SEM; de la misma forma con la información correspondiente a los otros componentes. Todo con la finalidad de asignar los recursos y la logística necesaria disponible en periodos establecidos para estos planes. Sin embargo la atención no sólo debe estar focalizada sobre la tasa de fallas, ya que como observaremos a continuación, tenemos casos en que la tasa puede ser baja pero de ocurrir habría graves consecuencias, lo que nos indica que debe ponerse especial atención en estas fallas.

Lo que estamos tratando de decir es, por ejemplo, observemos la figura 5.17 donde además de observar el número de falla de cada componente, es también visible la calificación obtenida de los mismos, donde podemos destacar lo siguiente:

- **Componentes con alto número de fallas y alta calificación:** como se observa en la figura, el módulo electrónico submarino (SEM), la válvula de control solenoide, el actuador del estrangulador son los elementos con mayor número de fallas registrados a lo largo de la vida de estos equipos. En contraste, las válvulas de proceso así como las auxiliares y el acoplamiento de señal/potencia junto con el SEM obtuvieron la calificación de riesgo más alta. Esto quiere decir, que no sólo se debe considerar el número de fallas del equipo, ya que existen fallas que a pesar de ocurrir a menudo, sus efectos pueden ser leves, en comparación con aquellas que a pesar de ocurrir muy remotamente sus consecuencias son catastróficas.
  Es así como podemos resumir la siguiente información:

Componente	Calificación	# Fallas
SEM	A	120
Válvulas de proceso	A	8
Acoplador de señal/potencia	A	2
Actuador del estrangulador	B	18
Válvula de control solenoide	C	63

Tabla 5.10. Componentes con mayor calificación de riesgo

En conjunto con la información de su tiempo promedio de operación entre fallas, esto nos dirige a poner mayor atención sobre las fallas que no sólo son frecuentes, sino también de las más graves, es decir por ejemplo, sobre los elementos en la tabla anterior.

Pero para una mejor atención de las fallas, es necesario conocer a fondo cómo es que ocurren para de una mejor manera evitarlas o prevenirlas, es decir, entre mayor conocimiento exista de las fallas y su modo, existirán mayores oportunidades de mejora en el diseño, prevención y mantenimiento.

De tal forma que nos apoyaremos en la figura 5.18 donde se puede observar la información del número de fallas por modo de falla correspondiente a cada componente, de la que destacamos lo siguiente:

- **Modos de falla más frecuentes en el árbol submarino:** a continuación destacaremos la información de la figura 5.18.

Código	Modo de falla	# fallas
OTH	Modos de falla que no cubrieron los definidos.	118
ELU	Fuga externa de fluidos auxiliares	67
FTF	Falla en la función en demanda	27
FTC	Falla para cerrar en demanda	9

Tabla 5.11. Modos de falla más frecuentes del árbol submarino[47]

- **Componentes con mayor número de modos de falla:**

Componente	# modos de falla
SCM	6
Estrangulador	5
Válvulas	4

Tabla 5.12. Componentes del árbol submarino con mayores modos de falla[47]

La información anterior nos indica que se debe poner especial atención en la descripción de los modos de falla que no cubren cualquiera de los definidos previamente (OTH) o establecer nuevos códigos para esos mismos. Por otro lado, la fuga externa de fluidos auxiliares (ELU) debe atenderse directamente con los mecanismos o elementos de sellos de los componentes del árbol submarino, ya sea mediante una mejor selección del material, mantenimiento preventivo o mejoras en el diseño. Esto debe ser llevado a cabo con detalle con todos los modos de falla presentados en el árbol submarino, ya que para efectos de este trabajo sólo se destacaron los más frecuentes, sin embargo la recomendación y propósito del FMECA es atender todos los posibles modos de falla que pudieran presentarse en el árbol submarino.

Como una información extra, destacamos en la tabla 5.12 los componentes con mayor número de modos de falla presentados. No era de esperar menos, ya que dos factores relevantes en la función de los componentes son: la complejidad y la frecuencia de operación del mismo. Esto se demuestra con los datos registrados, por ejemplo, el SCM es un componente de diseño complejo, mientras que el estrangulador con una frecuencia de operación continua; de ahí una de las razones de sus mayores índices de modos de fallas.

e. Fallas que cuando inicialmente ocurren solas, resultan en efectos serios.

Como se ha venido mencionando a lo largo de este trabajo, la identificación, información, prevención y registro de las fallas son de vital importancia en el mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas y equipos, pero para el FMECA además de los aspectos antes mencionados también nos proporciona información de aquellas fallas que en base a conocimiento y experiencia, resultan en efectos graves para los proyectos y más aún de los proyectos en aguas profundas.

A continuación destacaremos aquellas fallas que no dependen de otros eventos o circunstancias para resultar en graves y hasta catastróficas consecuencias.

Componente	Falla	Causa	Efecto	Riesgo
Módulo electrónico submarino	FTF	Falla de control, en señal/indicación/alarma, fuga, corto circuito.	Pérdida de comunicación y de potencia y/o señal. MSC no opera correctamente, falsas lecturas, inhabilitación para operar válvulas.	A
	SPO	Falla en señales, errores de software.		
Acoplador de señal/potencia	TRF	Falla en el transductor, pérdida de señal, falla en el EPU, conexión pobre, quiebre del alambre.	Pérdida de comunicación y potencia, señal corrupta presente.	A
Actuador del estrangulador	FTF	Pérdida de potencia hidráulica, falla mecánica interna, fuga.	Daño potencial a la formación, incremento de producción de arena/agua.	B
	FTO		Inhabilitado para colocar remotamente la posición deseada.	B
	FTC		Producción diferida por cierre de la producción.	B
Válvulas de proceso	FTC	Falla del actuador, bloqueo hidráulico, atasque.	Pérdida de una barrera de protección y de la habilidad para aislar la producción, la válvula permanece en una posición abierta.	A
Tapa del árbol	ELU	Erosión, corrosión	Pérdida de una barrera de protección del árbol submarino.	B

Tabla 5.13. Fallas del árbol submarino con efectos serios

f. Fallas que no tienen efecto.

Finalmente tenemos aquellas fallas que a pesar de formar parte de los componentes principales del árbol submarino, no mencionaremos como tal que no tienen efecto, ya que cualquier falla genera un efecto sobre el sistema, función u objetivos del equipo así sea insignificante. De tal forma que se puede decir que a pesar de presentarse, las operaciones pueden continuar ni afectar directamente en las operaciones del campo.

Componente	Falla	Causa	Efecto	Riesgo
Tubing Hanger	ELP	Embutido de soldadura inadecuado (corrosión bajo la soldadura)	Pérdida de una barrera de sello	D
	ILP	Desgaste del sello		

Tabla 5.14. Fallas del árbol submarino con efectos moderados

CAPITULO VI
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

La importancia de la administración de riesgos y confiabilidad de los sistemas submarinos, radica en mantener la máxima disponibilidad y confiabilidad de los equipos, con el objetivo de poder garantizar una continua operación que repercuta en la producción. Dado el incremento de la complejidad de los equipos submarinos conforme las condiciones se vuelven más extremas, los costos de intervención y mantenimiento de los equipos submarinos se incrementan por logística, infraestructura y tiempos de reparación/reemplazo que requieren los equipos, en específico, del árbol submarino de producción considerado como el más importante, por sus principales componentes y funciones de control, monitoreo y seguridad. Lo que constituye en su totalidad, una de las principales barreras de seguridad entre el fondo del pozo y los equipos instalados en el lecho marino.

Como resultado de la investigación y documentación de este trabajo, es posible concluir lo siguiente:

1. Cada falla que puede presentarse en el árbol submarino de producción, representa un riesgo potencial, por lo tanto, es esencial tener un conocimiento amplio del modo, causa y efecto, y entender la forma en que el árbol submarino falla. Ya que esto permite, diseñar fuera de los modos de falla y desarrollar acciones correctivas o preventivas. De la misma forma, el ritmo o tasa de fallas que juega un papel importante en el análisis de confiabilidad, debido a que ayuda a estimar la probabilidad de que se presenten las fallas en el árbol submarino conforme su tiempo de vida útil y operación.

2. Del árbol submarino, se consideran como principales componentes: las válvulas de proceso, válvulas de utilidad, válvulas del espacio anular y cruce, módulo de control submarino, colgador de la T.P., estrangulador y tapa del árbol; debido a su constante operación y manejo, durante la producción, inyección, monitoreo e intervención. Siendo también, los componentes más susceptibles a fallar.

3. La administración de riesgos, es reducción y monitoreo de los riesgos con el objetivo de evitar desastres ambientales, pérdidas económicas, pérdidas humanas, y pérdida de credibilidad y confiabilidad de la empresa, además de influenciar en los diseños para eliminar, reducir o controlar los riesgos, de tal manera que se maximice la disponibilidad de las instalaciones y pozos. Logrando así, desarrollar planes de mantenimiento, prevención y/o mitigación de riesgos basados en el peor escenario, optimizando operaciones de intervención, así como, de logística y recursos.

4. La clave de un sistema de administración de confiabilidad, consiste en comprender las principales técnicas empleadas en el análisis de confiabilidad acorde a las necesidades del estudio. El FMECA, es la principal técnica para determinar la necesidad de redundancia, mejoras en el diseño, verificación de componentes y selección de materiales alternativos, así como, para identificar consecuencias de falla. En los proyectos, las acciones recomendadas prevención y/ control derivadas de estos análisis, quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento en la administración de la integridad.

5. La metodología de análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA) consiste en identificar, definir, analizar, evaluar y recomendar áreas donde el mantenimiento tendrá una oportunidad para impactar la seguridad y confiabilidad del árbol submarino. Donde la ventaja, se ha reflejado en el aseguramiento de la disponibilidad del árbol submarino y de la

producción, así como, en la disminución de fallas, paros no programados y gastos de intervención. Aspectos que maximizan el valor del proyecto, gracias al incremento de valor del activo y la disminución de los gastos de operación y mantenimiento.

6. La implementación de las técnicas, proporciona un medio para mejorar la seguridad de los equipos priorizando su riesgo y enfocando la asignación de recursos para:

    a. Identificar y analizar eventos reales y potenciales que puedan resultar en incidentes y/o accidentes.
    b. Estimar la frecuencia de intervenciones.
    c. Estimar el tipo de intervención (ligera, mediana o pesada).
    d. Estimar el tiempo, costo y refacciones de mantenimiento.
    e. Proveer estudios comprensivos e integrados para examinar y comparar los riesgos.

7. Dado los resultados del FMECA, puede concluirse que los modos de falla principales en los componentes del árbol submarino son: fugas, fallas en la función en demanda, fallas para abrir/cerrar en demanda. Los resultados obtenidos con la aplicación de la metodología, nos permite no solo diseñar y definir las acciones para la prevención y mantenimiento de las falla de estos componentes, sino que también nos permite entender la forma en la que opera, pero sobre todo, la forma en que los árboles pueden fallar. Características que deben atenderse para una mejor selección del material, mantenimiento preventivo o mejoras en el diseño.

8. Los resultados del análisis de riesgo y confiabilidad del árbol submarino, resultan vitales en el desarrollo de los proyectos de ingeniería, en los programas de mantenimiento, administración de recursos y planeación de las logísticas de intervención que optimicen no sólo los tiempos, sino también los costos asociados.

6.2. RECOMENDACIONES

Como recomendación, se sugiere extender el conocimiento y la aplicación de las técnicas de análisis de riesgos y confiabilidad, a la industria petrolera, especialmente en aguas profundas y en particular a los sistemas submarinos, donde un cambio en: diseño, material de los equipos, arquitectura submarina, procedimiento de instalación u operación, constituye un riesgo potencial que amerita efectuar estudios específicos del análisis de riesgos y confiabilidad de equipos, sistemas y/o componentes submarinos. Lo anterior, con el fin de garantizar la disponibilidad de los equipos y que las operaciones en aguas profundas cumplan con lo estipulado en los requerimientos de seguridad y con planes de contingencia adecuados en caso de emergencia.

En base a la investigación y resultados obtenidos, se recomienda ampliamente que en base al conocimiento de los modos de falla del árbol submarino, se diseñe fuera de estos modos de falla o se realice mejoras a los diseños actuales, para lograr así, garantizar la máxima disponibilidad del árbol submarino, además de asegurar una buena confiabilidad del mismo. No obstante, debe tomarse en cuenta y garantizarse, que cualquier cambio realizado en el diseño, material, componentes del árbol o procedimientos de operación, sean sometidos a nuevos análisis de riesgos y confiabilidad, y lograr así, disminuir en lo máximo los nuevos riesgos asociados derivados de estos cambios y asegurar mínimos niveles de riesgos del árbol submarino. Adicionalmente, para garantizar no sólo la disponibilidad y confiabilidad del árbol submarino, sino también su correcto funcionamiento y sus objetivos esperados, es necesario llevar a cabo las pruebas requeridas al árbol submarino (FAT, EFAT, SIT) para verificar que los componentes del árbol submarino, estén diseñados, fabricados, operen y funcionen óptimamente acorde a los requerimientos establecidos en la norma ISO 13628-4, y a las modificaciones pertinentes resultado de los análisis como lo recomienda la API 17N. Además, tomar en cuenta que cualquier modificación o mejora en el equipo u operación del mismo bajo condiciones no conocidas, el árbol debe ser sometido a un proceso de calificación de tecnología como lo estipula la API 17Q, para validar que el árbol submarino cumpla el objetivo deseado en las condiciones esperadas. Todo lo anterior debe ser llevado a cabo en conjunto, con el objetivo de que el árbol submarino tenga el valor de confiabilidad esperado y operando bajo los mejores estándares de seguridad.

Además, se incluyen las siguientes recomendaciones:

1. En la selección del árbol submarino de producción, deben tomarse en consideración aspectos tales como funcionalidad del árbol (inyección o producción), tipo de terminación submarina, tipo de fluido, presión, temperatura, tirante de agua, intervenciones periódicas, mantenimiento, etc. Ya que el tipo de árbol, definirá el sistema y componentes a analizar en los estudios de confiabilidad y riesgo.

2. Debido a la amplia versatilidad de las herramientas de análisis de riesgo y confiabilidad, de emplearse durante cualquier etapa de los proyectos (VDC, IPC, etc.), es recomendable aplicarlas en etapas tempranas, donde el desarrollo del análisis de riesgos y confiabilidad se enfoca principalmente en objetivos (mostrado en el capítulo IV). Además, estos estudios resultan fundamentales en la toma de decisiones, así como en cualquier modificación

pertinente al diseño, procedimientos de construcción, instalación u operación que impacte positivamente el desempeño de la confiabilidad.

3. Desarrollar planes de contingencia en caso de emergencia, acciones preventivas y de mantenimiento del árbol submarino, basados en el peor escenario, que maximicen la rentabilidad, disminuyendo costos, trabajando con altos estándares de seguridad y protección ambiental.

4. Se recomienda, un seguimiento y monitoreo de las acciones de reducción y control, para que no sólo sean acciones "recomendadas" y el objetivo final no se logre. Además, se pueda validar el impacto real en la disminución del riesgo, ya que en la actualidad se realiza muy poco en la implementación y muchos de esos riesgos se cumplen, además de tener principalmente implicaciones económicas como retrabajos, retrasos en los programas, etc.

5. Como enriquecimiento de las habilidades del egresado en las carreras de ciencias de la tierra, en particular del ingeniero petrolero, se recomienda incluir en los temas de las asignaturas de ingeniería aplicada, las metodologías y técnicas de análisis de riesgos y confiabilidad, para lograr así, los estudiantes se familiaricen con su utilidad y se difunda mejor su conocimiento, aplicación y extensión de estas herramientas en la industria petrolera, aplicada a aguas profundas, donde los riesgos y sus costos asociados son los principales directrices en el desarrollo de los proyectos costa fuera.

ANEXOS

ANEXO A

SISTEMAS SUBMARINOS

Sistema del pozo

El sistema del pozo es el conjunto de procedimientos, equipos, tuberías y herramientas empleadas en el agujero que tiene como objetivo: perforar y producir los hidrocarburos de forma segura y controlada, desde el yacimiento hasta el lecho marino, dejando como limite el árbol submarino de producción.[3]

El sistema del pozo está conformado por:

Terminación submarina, se describe como la etapa subsecuente a la perforación, donde un conjunto de actividades y procedimientos encaminados a la instalación de equipos y herramientas (válvulas, tuberías de producción, sensores de fondo, etc.) dentro del pozo, con el propósito de construir un camino adecuado para conducir los fluidos producidos del yacimiento de una manera óptima y segura.[3]

Los componentes de una terminación submarina dependen del diseño y las necesidades que se tengan, dentro de estos componentes y herramientas que contiene una terminación submarina son:

- Empacadores.
- Válvulas inteligentes (cuando se tiene un pozo inteligente).
- Válvulas de tormenta y de control.
- Medidores.
- Sensores de fondo.
- Conexiones.
- Herramientas de seguridad.
- Tubería de producción.

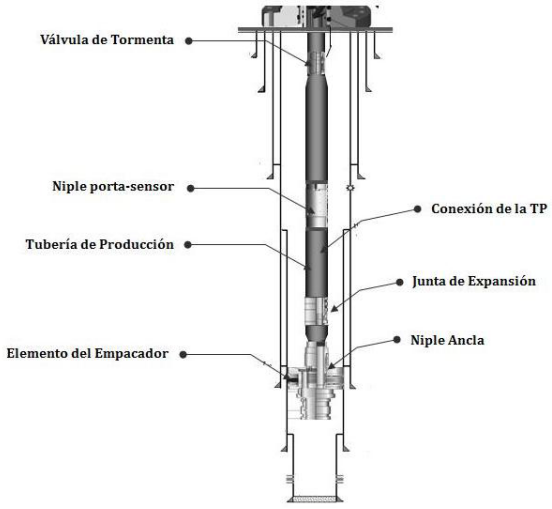
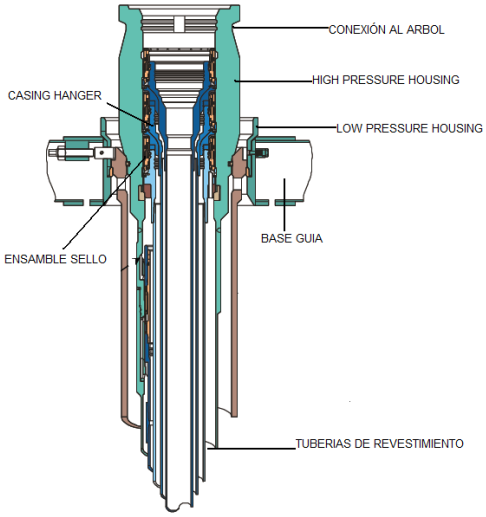


Figura A.1. Configuración típica de la terminación de un pozo costa afuera[3]

Cabezal submarino (wellhead), es el ensamble de tuberías y equipo requerido que se instala en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción de un pozo de gas o de petróleo proporcionando una interface entre pozo y árbol submarino, así mismo, tiene como propósito apoyar al BOP mientras se está perforando, apoyar y sellar al árbol submarino, y en algunos casos soportar y sellar el colgador de tubería.[3]

Los componentes más importantes de un cabezal submarino son:



- Cabezal alojador de las tuberías de revestimiento (casing hanger).
- Ensamble de sello.
- Base guía.
- Conexión al árbol.
- Cabezal alojador de alta presión (high pressure housing).
- Cabezal alojador de baja presión (low pressure housing).

A continuación se presenta un cabezal submarino con los componentes antes señalados:

Figura A.2. Cabezal submarino[3]

Árbol submarino, es un equipo instalado en la cabeza del pozo compuesto por un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, que se encargan principalmente de vigilar y controlar la producción de un pozo submarino. Dicho árbol es operado por un sistema de control y puede controlar el flujo tanto de los fluidos producidos como de los inyectados en él. Independientemente del tipo de árbol un árbol submarino está compuesto por cinco partes principales que son la parte de producción, espacio anular, de servicio, estrangulador, y la de control.

Debido a que este trabajo se apoyará en el análisis de este equipo, la descripción de sus componentes, clasificación, diseño y operación se detallarán en el capítulo II.

Recolectores de producción

Manifold submarino, es el conjunto de tuberías, válvulas e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura de metal con la función de interconectar el flujo de 4, 6 y 8 pozos reduciendo así el número de líneas de producción que deberían ser necesarias. Cuenta con diversas funciones, entre ellas se encuentran: recibir y distribuir la producción de gas o petróleo (manifold de producción), recibir y distribuir la inyección de flujo como agua o gas (manifold de inyección).

Figura A.3. Manifold submarino propiedad de Cameron

Plantilla de producción submarina, es una estructura metálica diseñada para albergar un grupo de pozos que se encuentran cercanos entre sí; además cuenta con un sistema de control que sirve como monitoreo de todos aquellos componentes y válvulas que se encuentren en la plantilla. Además sirve como capa protectora, que los protege de la caída de objetos y/o anclas de barcos ocupadas en tirantes de agua no muy profundos.

Figura A.4. Plantilla submarina propiedad de FMC Technologies

El Pipeline End Manifold (PLEM), es un equipo de recolección y distribución submarina, su función es la de unir el flujo de solo dos pozos. En realidad este componente es un manifold de diseño simple que solo tiene dos entradas y una salida. Por lo general se emplea en campos pequeños y cuenta con una amplia flexibilidad operacional.

Figura A.5. Pipeline End Manifold propiedad de Cameron

Líneas de conducción

Jumper, es una tubería rígida o flexible (Fig. #) que se encarga de conectar el flujo de producción o inyección de diferentes equipos submarinos, tales como árboles, manifold, PLEMs y PLETs, es decir es una línea de transporte de fluidos; los jumpers son diseñados en formas especiales que contienen varios dobleces formando una “U” o “M”, esto es, porque sirve como un resorte para impedir la desconexión de los equipos, debido a la contracción y expansión de este, ocasionada por la temperatura en el fondo marino.

Figura A.6. Jumper

Flow Line End Termination/Pipe Line End Termination (FLET/PLET), Un FLET es un equipo que tiene como propósito proveer un punto de conexión entre la línea de descarga proveniente del manifold y las líneas de flujo. Ahora bien un PLET tiene el propósito de unir las líneas de flujo con las tuberías de producción principal que lleva el hidrocarburo a las embarcaciones, plataformas o tierra.

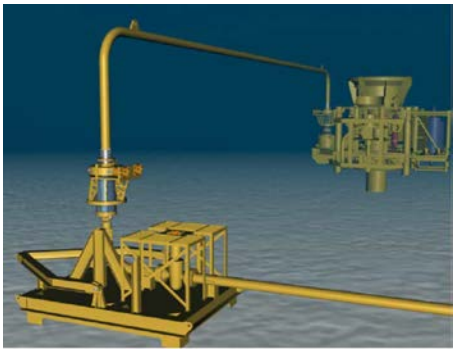


Figura A.7. PLET

In Line Sled, es un equipo que se encarga de conectar a la tubería de producción principal, una línea de flujo procedente de un pozo. Este equipo está localizado sobre la línea de producción principal, utilizada para la extensión de campos o en la conexión de pozos aislados.

Figura A.8. In line sled propiedad FMC Technologies

Ductos, son tuberías encargadas de transportar la producción sobre el lecho marino desde el equipamiento submarino hasta los risers o instalaciones en tierra, en ocasiones denominados en inglés como “flowlines”; las tuberías principales son de grandes longitudes, por lo general enterradas o asentadas en el lecho marino, se utilizan para el transporte del hidrocarburo a las instalaciones deseadas, (generalmente a tierra).[4]

Risers, son tuberías flexibles que se encargan de transportar los hidrocarburos desde el lecho marino hasta plataformas flotantes o barcos procesamiento y almacenamiento. Pueden ser empleados con el objeto de permitir el movimiento provocado por las corrientes y oleaje, diseñados específicamente para soportar la presión interna de los fluidos y movimientos de la embarcación.[4]

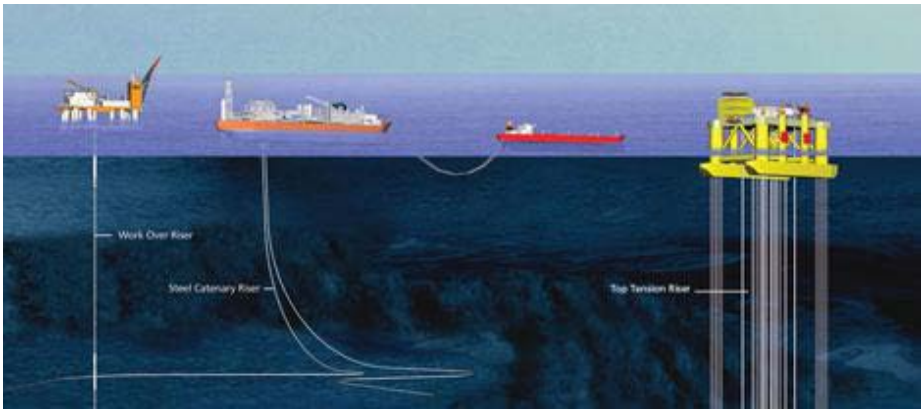


Figura A.9. Risers conectados en distintos sistemas flotantes de producción propiedad Tenaris

Sistemas de Control

Son el conjunto de equipos y sistemas tanto submarinos como superficiales, que se encargan de dar vida a los equipos y sistemas submarinos; controlando medidores, detectores, sensores, apertura y cierre de válvulas, etc. Es operado desde superficie por medio de señales operadas hidráulicamente, eléctricamente o electrohidráulicamente. Los componentes que conforman un sistema de control son: equipos de control superficiales, equipos de control submarinos, los umbilicales y los flying leads.

Sistemas de control superficiales, son el cerebro del control en un sistema submarino de producción, las operaciones se controlan y se manejan por medio de estos equipos, que se ubican en las plataformas, embarcaciones o en tierra. Dentro de los sistemas superficiales encontramos:

- MCS (Estación Maestra de Control), es el cerebro de cualquier sistema de control ya que provee el control y monitoreo de todo el sistema, incluyendo instalaciones superficiales y submarinas.
- HPU (Unidad de Potencia Hidráulica), encargada de suministrar a los equipos de control el fluido hidráulico a baja y alta presión. Es independiente y su diseño depende de las necesidades que se tengan en el control de la producción.
- EPU (Unidad de Potencia Eléctrica), encargada de suministrar la energía mediante dos líneas de voltaje en corriente alterna (VAC), una de ellas de 230 VAC a los equipos superficiales y otra de 690 VAC a la TUTA para suministrar energía eléctrica necesaria para todos los equipos submarinos por medio del umbilical.
- CIU (Unidad de Inyección Química), se encarga de suministrar los químicos inyectados al equipamiento submarino. Sus componentes se encargan de impulsar la cantidad y capacidad de químicos para el aseguramiento de flujo.
- TUTA (Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical), es un equipo de control localizado en la superficie con el fin de proveer la interface entre los equipos de control superficiales (tales como HPU, EPU y CIU) y el umbilical.

Sistemas de control submarino, son equipos instalados sobre el lecho marino, estos equipos reciben la señal mandada por los equipos de la superficie, a través del umbilical y son distribuidos al equipo de control, de los manifolds, árboles, medidores, separadores, bombas, compresores, etc. En los equipos de control submarino podemos encontrar:

- SCM (Modulo de Control Submarino), contiene la electrónica, instrumentación y sistemas hidráulicos para la operación eficiente y segura de las válvulas del árbol submarino, estranguladores, y válvulas de fondo.

Figura A.10. Módulo de control submarino propiedad de Cameron

- SDU (Unidad de Distribución Submarina), provee la distribución de fluidos hidráulicos, químicos y/o la energía eléctrica que provienen de los umbilicales a cada uno de los equipos submarinos en donde se tienen funciones de control; es decir, la señal mandada por los umbilicales es recibida por el SDU y enviada a cada módulo de control submarino o hacia las funciones del equipamientos submarino de producción.

- SUTA (Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical), es un ensamble de equipos de conexión y distribución, cuyo fin es recibir las señales del umbilical y proveerlas a los módulos de control y a los equipos instalados en el lecho marino.

- Umbilicales, se emplean para controlar los equipos submarinos de forma remota, son capaces de transferir la presión hidráulica y energía eléctrica para operar equipos sumergidos y válvulas, así como para recuperar los datos a través de cables de fibra eléctricos y/u ópticos. Un ejemplo de umbilical se muestra en la Figura A.17.

Figura A.11. Cable umbilical

En la figura A.12, se puede observar una representación de la conexión y funcionamiento de los sistemas de control.

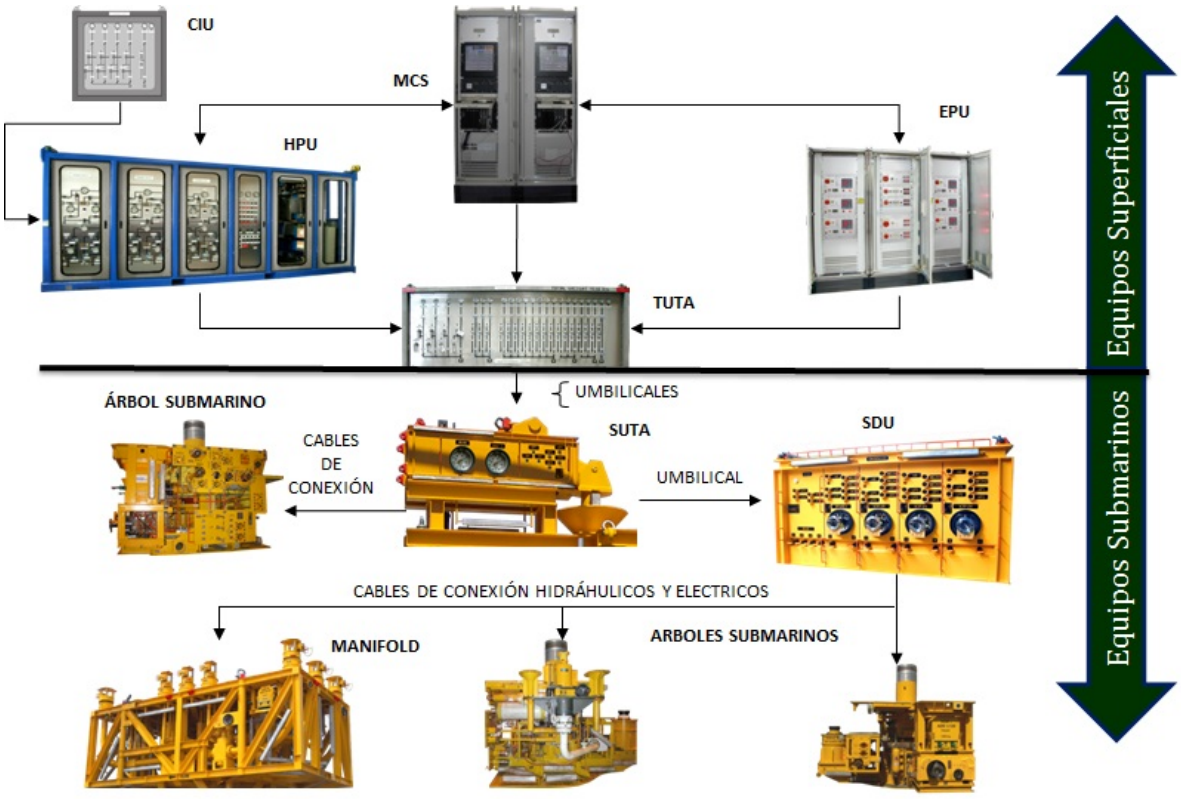


Figura A.12. Diagrama de operación de los sistemas de control de producción[4]

Instrumentos de control y medición

Los instrumentos de control y medición son empleados pata el monitoreo en los diferentes sistemas y equipos de producción. Debido que, existen distintos factores que pueden afectar la producción y los equipos, tales como, precipitación de parafinas y asfáltenos, formación de hidratos, producción de arena, corrosión, incrustaciones, presencia de emulsiones y/o espumas. Los dispositivos más importantes son los siguientes[4]:

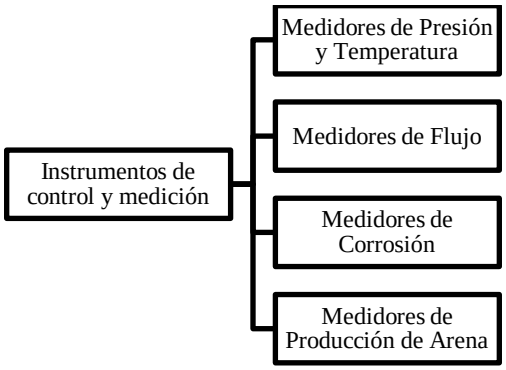


Figura A.13. Instrumentos de medición submarina[4]

Equipo de procesamiento

El equipo de procesamiento submarino se refiere a cualquier actividad de separación o suministro de energía a los fluidos producidos, mediante la instalación de equipos ya sea dentro del pozo o sobre el lecho marino y se puede clasificar de la siguiente manera[4]:

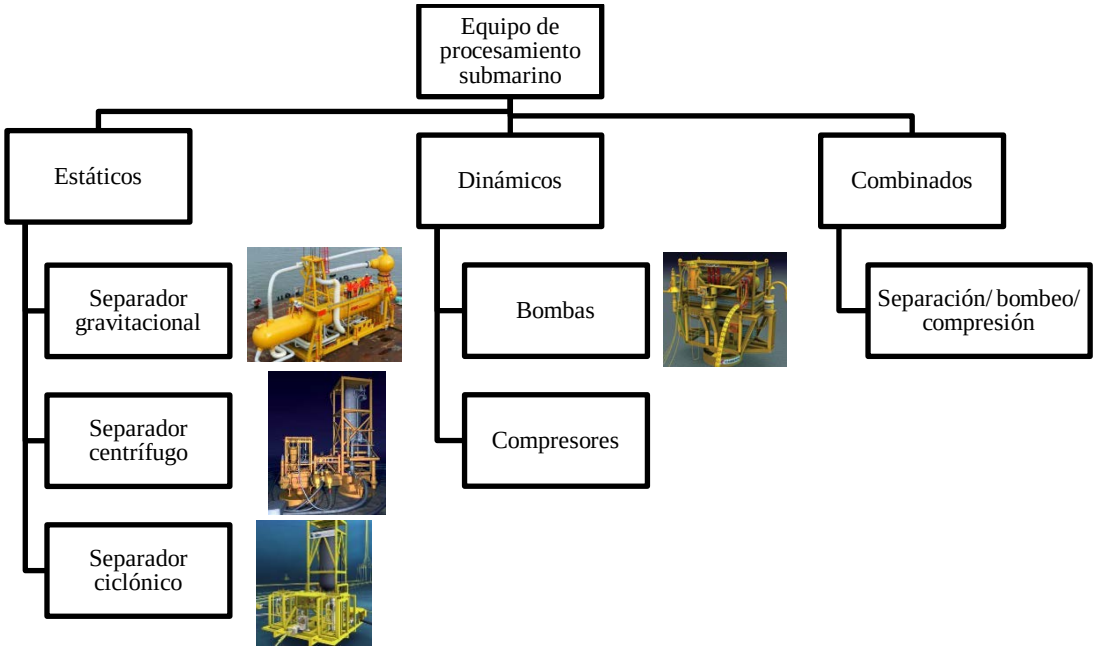


Figura A.14. Equipos de procesamiento submarino

ANEXO B

RITMO DE FALLAS

Supongamos que *n idéntico estadísticamente*, elementos independientes son puestos en operación al tiempo t = 0 bajo las mismas condiciones, y que al tiempo t en un subconjunto $\bar{v}(t)$ de estos elementos aún no han fallado, $\bar{v}(t)$ es una función continua a la derecha decreciente en pasos $t_1, \dots, t_n$ están los tiempos observados de operación libres de fallas de n elementos. Como se mencionó anteriormente, son realizaciones independientes de una variable aleatoria τ, considerado aquí como el tiempo de operación libre de fallas del elemento. La expresión

$$\hat{E}[\tau] = \frac{t_1 + \cdots + t_n}{n} \qquad (1)$$

Es el valor *empírico esperado* o *promedio empírico* de τ (cantidades empíricas son estimadas estadísticamente y marcados con ^). Para $n \to \infty$, $\hat{E}[\tau]$ converge al valor verdadero del tiempo promedio de operación libre de fallas $E[\tau]$. La función

$$\hat{R}[t] = \frac{\bar{v}(t)}{n} \qquad (2)$$

Es la *empírica función de confiabilidad*.

El ritmo de falla empírico es definido como

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{\hat{v}(t) - \hat{v}(t + \delta t)}{\hat{v}(t)\delta t} \qquad (3)$$

$\hat{v}(t)\delta t$ es la razón de los elementos fallados en el intervalo (t, $t + \delta t$) el número de elementos que aún no han fallado en el momento t. Aplicando ecuación 2 a 3 resulta

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{\hat{R}(t) - \hat{R}(t + \delta t)}{\hat{R}(t)\delta t} \qquad (4)$$

Para $n \to \infty$ y $\delta t \to 0$, de tal manera que $n\delta t \to 0$, $\hat{\lambda}(t)$ converges al ritmo de fallas

$$\lambda(t) = \frac{-dR(t)/dt}{R(t)} \qquad (5)$$

Ecuación 5 implica (tácticamente) que R(t) es derivable. Esto muestra que el ritmo de fallas $\lambda(t)$ determina completamente la *función de Confiabilidad* R(t) con R(0) = 1, ecuación 5 resulta

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x)dx} \qquad (6)$$

En muchas aplicaciones prácticas, la tasa de fallas puede ser asumida para ser casi constante (independiente del tiempo) para todo $t \geq 0$

$$\lambda\,(t) = \lambda$$

de la ecuación (6) obtenemos

$$R(t) = e^{-\lambda t} \qquad (7)$$

El tiempo de operación libre de fallas τ es en este caso una *distribución exponencial*. Para este caso (y sólo este caso), la tasa de fallas λ puede ser estimada por $\hat{\lambda} = k/T$, donde *T* es un dado (fijo) *tiempo de operación acumulativo* y *k* el *total de numero de fallas* durante *T*. El significado del tiempo de operación libre de fallas es dado en general por

$$MTTF = E[\tau] = \int_0^\infty R(t)dt, \qquad (8)$$

Donde MTTF es sinónimo tiempo promedio para fallar. En el caso de una tasa constante de falla λ(*t*)=λ, E[τ] asume el valor $E[\tau] = \int_0^\infty e^{-\lambda t}dt = 1/\lambda$. Es de uso común para definir

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \qquad (9)$$

Donde MTBF es sinónimo de *tiempo de promedio entre fallas*. También porque del frecuentemente usado punto de estimación *MTBF = T/k*, con *T* como lo dado (fijo) *tiempo de operación acumulativo* y *k* el *total de numero de fallas* durante *T*, *MTBF* debería ser reservado para elementos con un constante (independiente del tiempo) tasa de fallas λ. [7]

La tasa de falla de una gran población estadísticamente idénticos, elementos independientemente presentan a menudo la típica curva de la tina de baño representada en la fig. 1.6, con las tres fases siguientes:

1. *Fallas tempranas:* λ(*t*) disminuye rápidamente con el tiempo; fallas en esta fase son generalmente atribuidas a debilidades distribuidas al azar en materiales, componentes, o procesos de producción.
2. *Fallas con tasa constante(o casi) de falla*: λ(*t*) es aproximadamente constante e igual a λ; fallas en este periodo son a menudo catalépticas.
3. *Fallas de desgaste:* λ(*t*) incrementan con el tiempo; fallas en este periodo son generalmente atribuidas a envejecimiento, desgaste, fatiga, etc.

ANEXO C

CABEZALES

El cabezal (wellhead por su nombre en inglés) es el ensamble de tuberías y equipo requerido que se instala en la parte superior del pozo para tener seguridad y eficiencia en la producción de un pozo de gas o de aceite proporcionando una interface entre pozo y árbol submarino. El propósito de un cabezal es contener de manera segura la presión del yacimiento, servir de apoyo al preventor (BOP por sus siglas en inglés Blow Out Prevent) mientras se está perforando, proporcionar un sello en la tubería de revestimiento durante la perforación, apoyar y sellar el árbol submarino de producción, y en algunos casos, apoyar y sellar el colgador de la tubería de producción (TH).[49]

Los cabezales se presentan en diferentes arreglos dependiendo de las características de cada pozo, teniendo los siguientes diámetros:

- 13 5/8”
- 16 ¾”
- 18 ¾” (Mas común)
- 21 ¼”

Los sistemas de cabezales tienen un número de funciones clave, algunas de esas son:

- Establecimiento del pozo, ser un cimiento para el resto del sistema submarino.
- Control del pozo, asistir en la contención de las presiones del agujero del pozo durante las operaciones de perforación y terminación, los BOP’s son conectados directamente a él.
- Asistir con las pruebas de los BOP’s.
- Conectar directamente a cada tubería de revestimiento
- Separación del espacio anular- aislando cada tubería de revestimiento con un sello de los ensambles para asegurar que las presiones encontradas no migren de regreso dentro de las zonas más superficiales y de más baja presión.
- Puede ser usado para asistir con la terminación del pozo mediante la instalación de la tubería directamente dentro de él.

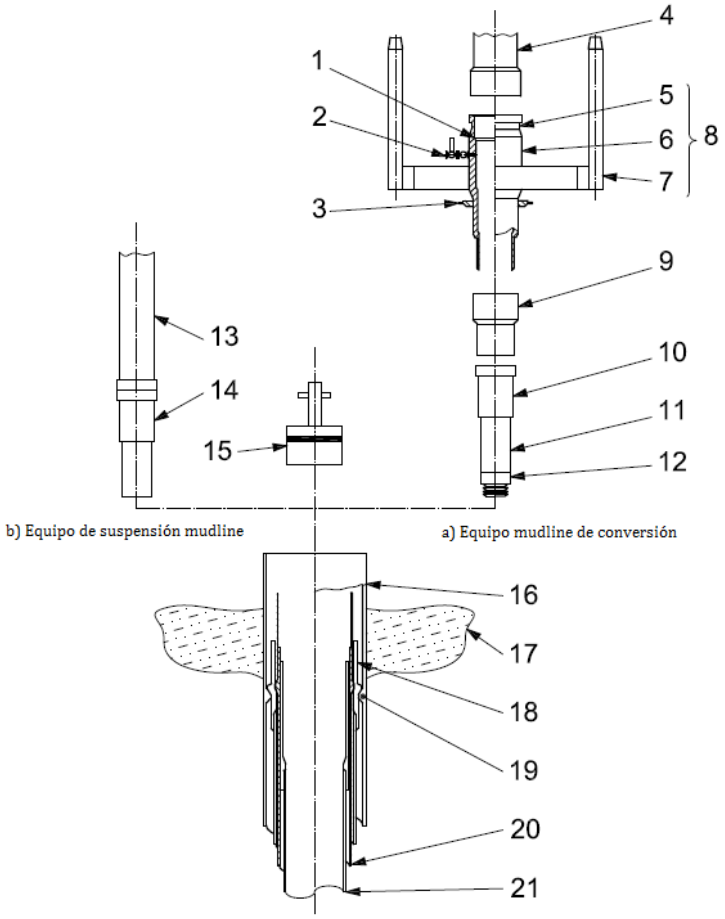
Existen dos diferentes tipos de cabezal de pozo que es el *submarino* (*subsea*) y el *mudline*, la diferencia entre estos dos tipos depende solamente del tirante de agua y tipo de plataforma o equipo utilizado para la perforación del pozo.

Cabezal tipo mudline

Equipo de suspensión mudline se utiliza para suspender el peso de la tubería en o cerca del lecho marino, para proporcionar al cabezal control de la presión y acceso al espacio anular. El equipo mudline se emplea cuando se perfora con plataforma fija o semi y prevé la perforación, abandono, tieback de terminación en plataforma y terminación submarina. Durante las operaciones de perforación/intervención, el BOP está localizado en la superficie. Los anillos de revestimiento no

están sellados en la suspensión mudline; por lo tanto, es necesario instalar equipos de conversión mudline antes de instalar la tubería de terminación y el árbol submarino.

Adaptadores tieback, equipo mudline de conversión y tubing heads son usados para ofrecer la preparación para aceptar el tubing hanger y perfilarlo para que un árbol submarino pueda ser cerrado y sellado. La figura siguiente ilustra y menciona los elementos del equipo usado en el mudline suspensión y equipo de conversión. [23]



1. Perfilador tubing hanger
2. Salida espacio anular
3. Anillo de soporte estructural (opcional)
4. Riser de terminación
5. Perfilador del conector
6. Adaptador del cabezal
7. Base guía permanente
8. Tubing heads
9. Ensamble sello anular
10. Adaptador tieback
11. Casing
12. Herramienta tieback
13. Casing riser (a Jack-up)
14. Herramientas de instalación del casing hanger o del tieback
15. Capa de abandono
16. TR conductora (30 in)
17. Mudline
18. Casing hanger (20 in)
19. Anillo instalador (30 in)
20. Casing hanger (13-3/8 in)
21. Casing hanger (9-5/8 in)

La instalación del equipo de conversión tipo mudline queda de la siguiente manera:

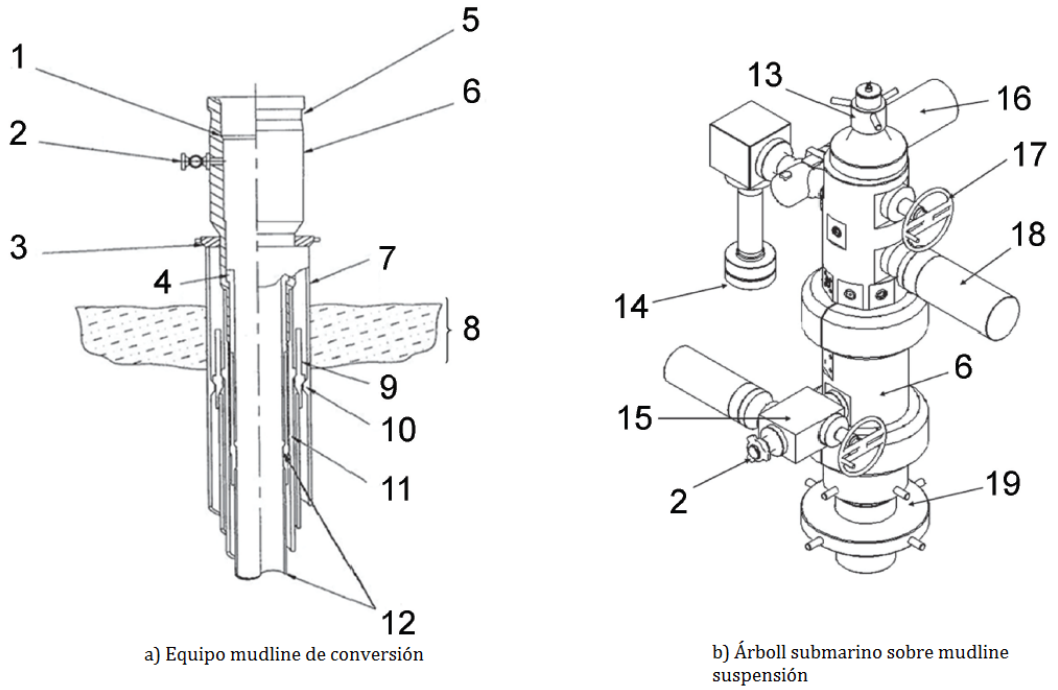


Figura C.1. Equipo mudline de conversión instalado[22]

1. Perfilador del tubing hanger
2. Salida del espacio anular
3. Anillo de soporte estructural (opcional)
4. Adaptador casing hanger-tieback
5. Perfilador conector
12. Mudline casing hanger (9-5/8 in)
13. Capa del árbol
14. Salida de la producción
15. Válvulas anulares (AV)
6. Tubing head
7. TR conductora (30 in)
8. Mudline
9. Mudline casing hanger (20 in)
10. Mudline anillo instalador (30 in)
11. Mudline casing hanger(13-3/8 in)
16. Válvula lateral (WV)
17. Válvula de entrada (SV)
18. Conversión mudline

Cuando el pozo es perforado a un tirante de agua poco profundo (50-700 ft) probablemente lo efectué una plataforma fija que puede ser del tipo *Fixed Offshore Platforms* o tipo *Jack-up*, por lo que se requiere que el sistema de cabezal de pozo sea del tipo mudline. Si el sistema es básico en aguas someras (<400 ft) se confía en asistencia de buzos para instalar y trabajar todo el equipo del pozo, sin en cambio, si el tirante de agua es moderado (<700 ft) tiene algunas características del sistema de entrada sin ayuda de buzos, pero la asistencia de buzos es requerida para la instalación, no para todo el trabajo.[49]

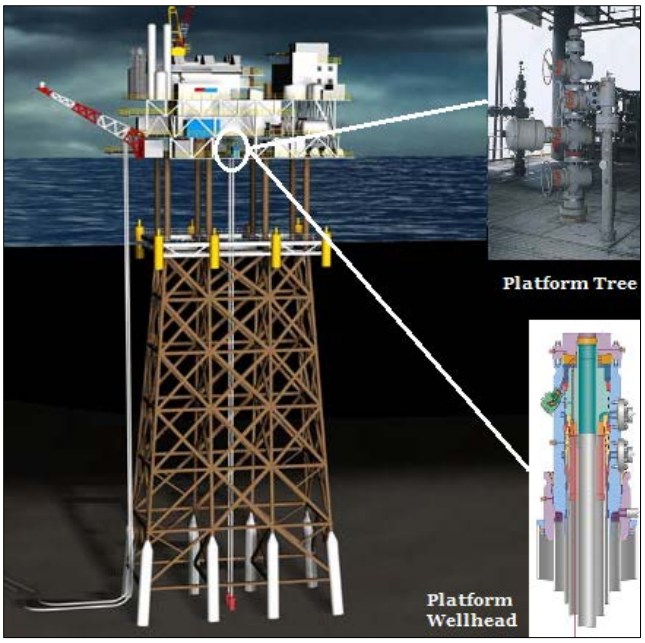


Figura C.2. Sistema tipo Mudline (Cameron)

Cabezal tipo Subsea

El cabezal submarino es normalmente bajado desde una plataforma flotante de perforación y está ubicado en el lecho marino. Apoya a las tuberías de revestimiento y genera un sello entre éstas. Es usado en conjunto con el BOP que cierra y sella las altas presiones que aloja el cabezal durante la perforación. El árbol submarino cierra y sella las altas presiones alojadas después de que la perforación es completada.[22]

Cuando el pozo se perfora a una mayor profundidad (700-10,000 ft) con una plataforma flotante entonces se requiere de un sistema de cabezal de pozo tipo subsea. Este sistema puede ser usado con o sin línea guía.

- → Con línea guía: el sistema es instalado desde un buque anclado usando línea guía corriendo debajo de la plataforma para colocarlo sobre la base guía submarina. El equipo está diseñado para ser guiado dentro de la posición mediante cables.
- → Sin línea guía: el sistema es instalado también desde un buque anclado o dinámicamente posicionado. Instalación e intervención son realizados remotamente con ayuda de ROV's.

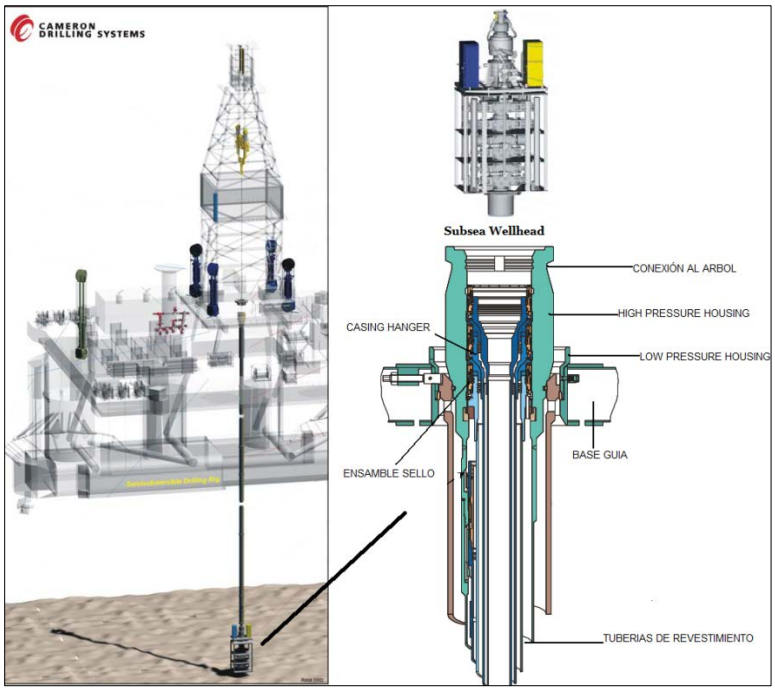


Figura C.3. Cabezal Subsea[49]

La figura siguiente ilustra y menciona los elementos del equipo usado en el cabezal submarino. [23]

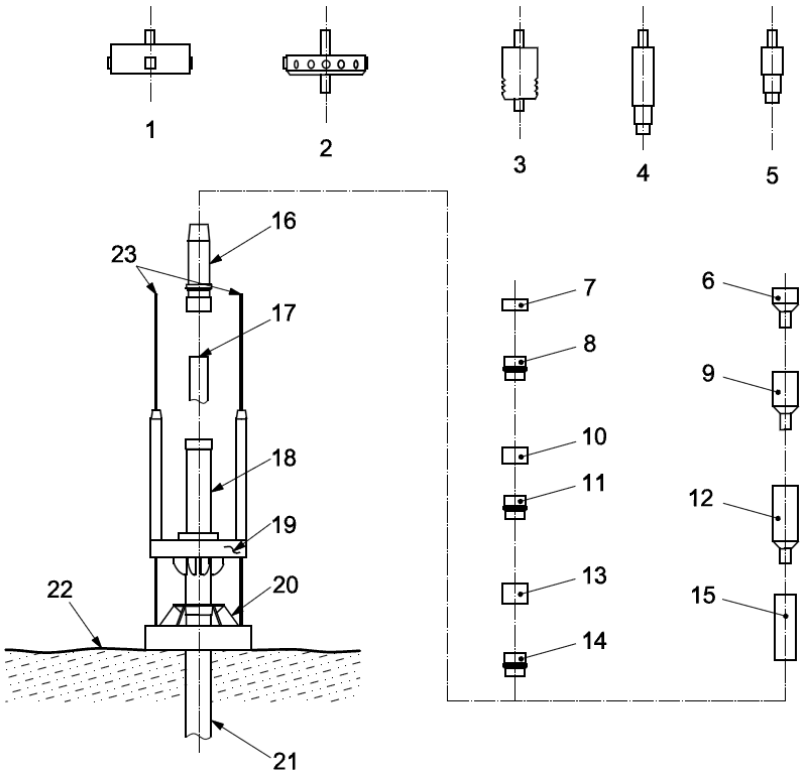


Figura C.4. SubseaWellhead[22]

1. Herramienta temporal de base guía
2. Herramienta alojadora
3. Herramienta alojadora de alta presión
4. Herramienta Casing Hanger
5. Herramienta de prueba
6. (7 in) Wear bushing
7. (9-5/8 in × 7 in) Ensamble sello anular
8. Casing Hanger (7 in)
9. (9-5/8 in) Wear bushing
10. (13-3/8 in × 9-5/8 in)Ensamble sello anular
11. (9-5/8 in) casing hanger
12. (13-3/8) wear bushing
13. (20 in × 13-3/8 in)Ensamble sello anular
14. (13-3/8) casing hanger
15. Protector alojador del agujero
16. Cabezal de alta presión
17. TR superficial (normalmente 20 in)
18. TR conductora (normalmente 30 in)
19. Base guía permanente
20. Base guía temporal
21. TR conductora
22. Lecho marino
23. Línea guía

ANEXO D

SIMBOLOGÍA EMPLEADA EN FTA

A continuación se muestran los símbolos preferentemente empleados en los árboles de fallas, sus símbolos alternativos, función o declaración lógica y la descripción de cada uno de ellos.[35]

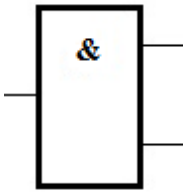
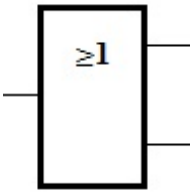
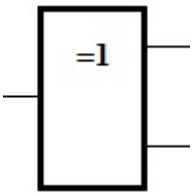
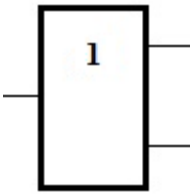
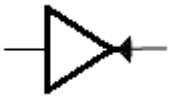
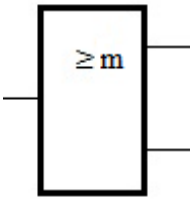
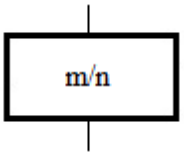
Símbolo Preferido	Símbolo Alternativo	Función	Descripción
		Puerta AND	El evento ocurre sólo si todos los eventos de entrada ocurren simultáneamente
		Puerta OR	El evento ocurre si cualquiera de los eventos de entrada ocurren, solo o también en cualquier combinación de ellos
		Puerta exclusiva-OR	El evento ocurre sólo si uno de los eventos de entrada ocurre solo (usado típicamente con dos eventos de entrada)
		Puerta NOT	El evento representa una condición que es inversa de la condición definida por el evento de entrada
		Estructura Redundante	El evento ocurre si el último *m* de *n* eventos de entrada ocurren

Tabla D.1. Simbología empleada en los árboles de falla

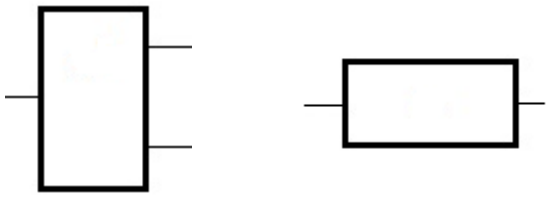
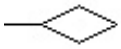
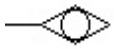
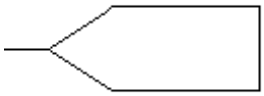
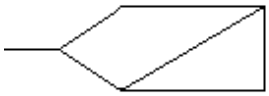
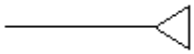
	Puerta (general)	Símbolo general de puerta; su función puede ser definida dentro del símbolo
	Bloque descriptivo del Evento	Nombre o descripción del evento, código del evento, y probabilidad de ocurrencia (como sea requerida) puede ser incluida dentro del símbolo
	Evento Básico	Evento que no puede ser subdividido
	Evento no desarrollado	Evento por el cual una subsecuente subdivisión no fue hecha (usualmente porque fue considerado innecesario)
	Analizado en otro sitio	Evento que es desarrollado más adelante en otro árbol
	HOUSE	Evento que ha pasado, o pasará con certidumbre
	Evento ZERO	Evento que no puede pasar
	TRANSFER-IN	Evento definido en otro sitio en el árbol de fallas
	TRANSFER-OUT	Evento replicado, usado en otro sitio

Tabla D.1. Simbología empleada en los árboles de falla

ANEXO E

CATEGORÍAS DE RIESGOS DE LA EDR

La industria petrolera nacional en el Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos de Ingeniería, recomienda el uso de una lista genérica de riesgos que pueden surgir en los proyectos. Como se menciona en el capítulo IV, el objetivo de estas clasificaciones es de estructurar y preservar un orden, logrando en lo máximo posible considerar todos los riesgos posibles. Sin embargo, esta es sólo una lista de riesgos genéricos, que debe ser complementada con riesgos específicos de cada sistema, procedimiento u objetivo. Las listas a continuación fueron tomadas de la Estructura de Desglose de Riesgo que se emplea en Petróleos Mexicanos, fue complementada y editada para adaptarse a los proyectos de ingeniería costa fuera y en particular a los sistemas submarinos de producción. Sin embargo no representan la totalidad de los riesgos a ocurrir.[42]

1. INGENIERÍA	
1.01	Concepción inapropiada del caso de negocio.
1.02	Deficiencias en las bases de usuario.
1.03	Datos inadecuados en las bases de diseño.
1.04	Inconsistencias en las bases de diseño.
1.05	Información insuficiente.
1.06	Alargamiento de las negociaciones.
1.07	Selección inadecuada del licenciador o firma de ingeniería.
1.08	Cambios o precisiones en las bases de diseño.
1.09	Cambios en los estándares de diseño.
1.10	Cambios en la normatividad técnica interna.
1.11	Cambios en la normatividad técnica oficial.
1.12	Cambios en la tecnología aplicada.
1.13	Incompatibilidad de tecnologías aplicadas.
1.14	Cambios de alcance.
1.15	Insuficiencia de personal calificado.
1.16	Diseñadores inexpertos.
1.17	Cambios en los líderes de especialidad de ingeniería.
1.18	Deficiencias en la supervisión interna.
1.19	Imprecisión en los diseños y especificaciones.
1.20	Incumplimiento de la ingeniería con las bases de diseño.
1.21	Incumplimiento de la ingeniería con las normas técnicas.
1.22	Errores de diseño.
1.23	Oportunidades de optimización del diseño.
1.24	Retrasos en el diseño.
1.25	Plataformas de diseño inadecuadas.
1.26	Procesos de diseño inadecuados.
1.27	Tecnología insuficiente
2. PROCURA	
2.01	Estrategia de procura inadecuada.
2.02	Falta de disponibilidad de equipos.
2.03	Escasez de materiales.
2.04	Tiempos de entrega inadecuados.

2.05	Selección inadecuada de proveedores.
2.06	Ajustes de diseño durante la fabricación.
2.07	Colocación inoportuna de órdenes de compra.
2.08	Errores en la colocación de órdenes de compra.
2.09	Deficiencias de fabricación.
2.10	Retraso en la entrega de equipos comprometidos.
2.11	Retraso en el suministro de materiales.
2.12	Trámites aduanales.
2.13	Problemas de transportación al sitio.
2.14	Daños del equipo durante el transporte.
2.15	Pérdida de materiales durante el transporte.
2.16	Errores en el embarque de materiales.
2.17	Inspección deficiente durante la fabricación.
2.18	Incumplimiento de inspección en fábrica para liberación.
2.19	Incremento de costos de materiales y/o equipo.
2.20	Rechazos a mantener precios pactados.
2.21	Errores en la instalación
3. CONSTRUCCIÓN	
3.01	Deficiencias en la coordinación: ingeniería - construcción.
3.02	Dificultades por las características climatológicas del sitio.
3.03	Dificultades por las características del terreno asignado.
3.04	Materiales de constricción inadecuados.
3.05	Problemas de acceso al sitio.
3.06	Condiciones imprevistas en el sitio.
3.07	Hallazgos durante las excavaciones.
3.08	Equipo existente considerado con problemas de utilización.
3.09	Dificultades de acceso del equipo de construcción.
3.10	Requerimiento de ajustes al diseño por la naturaleza del sitio.
3.11	Errores de diseño identificados durante la construcción.
3.12	Interpretación inadecuada de la ingeniería.
3.13	Daños al equipo durante la erección.
3.14	Deficiencias en la fabricación.
3.15	Limitaciones del equipo de construcción utilizado.
3.16	Escasez de mano de obra.
3.17	Mano de obra inexperta.
3.18	Incumplimiento del programa de avance de la obra.
3.19	Supervisión deficiente durante la obra.
3.20	Demoliciones por errores constructivos.
3.21	Ajustes requeridos por inconsistencia con la ingeniería.
3.22	Incumplimiento de subcontratistas
4. ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO	
4.01	Insuficiente personal para la administración del proyecto.
4.02	Falta de experiencia en proyectos similares.
4.03	Falta de entendimiento de responsabilidades de las partes involucradas.
4.04	Deficiencias en la planeación del proyecto.
4.05	Errores de programación.
4.06	Errores en la estimación de recursos.
4.07	Subestimación de costos.

4.08	Coordinación multidisciplinaria deficiente.
4.09	Deficiencias en el control técnico-administrativo.
4.10	Cambios en los responsables de la administración del proyecto.
4.11	Estructura organizacional inadecuada.
4.12	Conflictos de autoridad.
4.13	Procedimientos de trabajo inadecuados.
4.14	Desorden documental.
4.15	Deficiencias en la distribución oportuna de documentos o información.
4.16	Burocracia administrativa.
4.17	Imprecisiones contractuales.
4.18	Cambios en los contratos.
4.19	Falta de oportunidad en la toma de decisiones.
4.20	Manejo inadecuado de órdenes de cambio
4.21	Manejo inadecuado de la relación Contratista - Operador
4.22	Incompatibilidad de metas.
4.23	Brechas de implementación de los procedimientos
5. SOCIAL	
5.01	Vandalismo.
5.02	Sabotaje.
5.03	Terrorismo.
5.04	Problemas sindicales.
5.05	Huelgas.
5.06	Reclamaciones de la comunidad.
6. PRUEBAS Y ARRANQUE	
6.01	Problemas de integración de la nueva instalación.
6.02	Pruebas insuficientes.
6.03	Servicios auxiliares u otros insumos insuficientes.
6.04	Problemas de falta de mantenimiento de equipo existente.
6.05	Problemas de calibración de instrumentos críticos.
6.06	Fallas en las pruebas de integridad mecánica.
6.07	Negligencia en las pruebas y arranque.
6.08	Daño al equipo durante la puesta en marcha.
6.09	Identificación de vicios ocultos.
6.10	Personal insuficiente para la operación.
6.11	Incumplimiento de capacidad u otras condiciones de diseño.
6.12	Reticencias para la aceptación de la obra.
7. SEGURIDAD Y RIESGOS AMBIENTALES	
7.01	Ausencia de redundancia en seguridad.
7.02	Indemnizaciones.
7.03	Sanciones por incumplimiento a normas de seguridad.
7.04	Costos adicionales para el cumplimiento de las normas de seguridad.
7.05	Suspensión por afectación al medio ambiente.
7.06	Remediaciones de suelo imprevistas.
7.07	Obras adicionales para el cumplimiento de la normatividad ambiental.
7.08	Ajustes al diseño por cambios en la normatividad ambiental.
7.09	Manejo de sustancias tóxicas durante la operación
7.1	Fugas en la integridad mecánica

7.11	Fallas en los dispositivos de seguridad
7.12	Interrupción del sistema de alimentación o potencia
7.13	Condiciones extremas de operación
7.14	Afectación en zonas protegidas.
8. EVENTOS DE LA NATURALEZA	
8.01	Tempestad.
8.02	Huracán.
8.03	Derrumbes.
8.04	Sismo.
9. POLÍTICO ECONÓMICO	
9.01	Falta de soporte financiero.
9.02	Cambio de políticas de inversión.
9.03	Retrasos en la asignación de recursos.
9.04	Tensión política.
9.05	Límites territoriales.
9.06	Cambio de políticas de impuestos.
9.07	Quiebra de la empresa contratista.
9.08	Fusiones empresariales.
9.09	Cambio de funcionarios
9.1	Inestabilidad política
9.11	Inestabilidad económica.
9.12	Afectación del mercado a la viabilidad del proyecto.
9.13	Falta de regulaciones.
10. LEGAL	
10.01	Trámites de derechos de uso de patentes y marcas.
10.02	Violación de patentes y marcas.
10.03	Permisos Federales, Estatales y Locales.
10.04	Mala interpretación y entendimiento del contrato.
10.05	Suspensión de actividades por el contratista.
10.06	Reclamos del contratista.
10.07	Incumplimiento del contrato.
10.08	Incumplimiento de garantías.
10.09	Controversias.
10.10	Demandas.
10.11	Falta de integridad.

Tabla E.1. Lista de riesgos genéricos de la EDR

ANEXO F

REPORTE DE LOS RESULTADOS

A continuación analizaremos los resultados obtenidos de ambos análisis (riesgo y FMECA) y describiremos a detalle dentro de las tablas a continuación, las recomendaciones y/o acciones pertinentes a llevar a cabo.

ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

a. Hoja de resultados estudio HAZID

Categoría	Peligros	Consecuencias	Frecuencia	Humana		Negocio		Ambiental		Imagen	
				Severidad	Riesgo	Severidad	Riesgo	Severidad	Riesgo	Severidad	Riesgo
Ingeniería	Datos inadecuados en las bases de diseño	Modificación por cambio en las condiciones de operación o rangos de trabajo del árbol submarino.	2	1	D	1	D	1	D	1	D
	Cambios o precisiones en las bases de diseño	Modificaciones en el diseño de los componentes del árbol submarino (válvulas, redundancia, etc.).	2	1	D	2	C	1	D	1	D
	Cambio en el estándar de diseño	Modificaciones de la ingeniería básica por cambio en el estándar de diseño del árbol (material, rangos de presión y temperatura).	2	1	D	2	C	1	D	1	D
	Cambios en la tecnología aplicada	Modificación del diseño, material o componentes en el árbol submarino.	2	1	D	2	C	1	D	1	D
	Imprecisión en los diseños y especificaciones	Insuficiente información del diseño y especificaciones del árbol submarino para la ingeniería de detalle.	2	1	D	2	C	1	D	1	D
	Errores de diseño	Selección inadecuada del diseño del árbol (VXT, HXT, dimensiones, tipos de válvulas, etc.).	3	1	C	3	B	1	C	1	C
Procura	Falta de disponibilidad de equipos	Planes o programas retrasados por falta de equipos disponibles.	4	1	C	3	B	1	C	1	C
	Escasez de materiales	Falta de materiales o insumos para pruebas, instalación, mantenimiento u operación del árbol submarino.	2	1	D	3	C	1	D	1	D
	Colocación inoportuna de órdenes de compra	Retraso en los programas estipulados, retraso del proyecto en gral.	2	1	D	3	C	1	D	1	D
	Retraso en la entrega de equipos comprometidos	Equipos, programas o planes en espera debido a retrasos de entrega.	2	1	D	3	C	1	D	1	D
	Retraso en el suministro de materiales	Prolongación de las actividades y/o programas (intervención, mantenimiento, etc.) por falta de materiales o refacciones.	3	1	C	3	B	2	C	1	C
	Incumplimiento de inspección en fábrica para la liberación	Inconformidades para la liberación, pruebas inválidas, retraso del plan de pruebas y verificación.	2	1	D	1	D	1	D	1	D
	Escasez de mano de obra	Falta de personal calificado para pruebas, inspección u operación del árbol submarino.	3	1	C	3	B	3	B	2	C
	Problemas en la planeación del mantenimiento	Mala planificación del mantenimiento del árbol submarino, paros no programados.	4	1	C	3	B	3	B	2	B

Tabla F.1. Hoja de resultados HAZID árbol submarino

Categoría	Peligros	Consecuencias	Frecuencia	Humana		Negocio		Ambiental		Imagen	
				S	Riesgo	S	Riesgo	S	Riesgo	S	Riesgo
Construcción/ Instalación	Dificultades por las características climatológicas del sitio	Prolongación o cancelación de las actividades de instalación debido a malas condiciones para operar.	3	2	C	3	B	2	C	1	C
	Condiciones imprevistas del sitio	Alteración de las actividades o integridad del árbol debido a cargas, corrientes marinas, equipos cercanos instalados.	3	1	C	3	B	2	C	1	C
	Dificultados de acceso del equipo de instalación	Riesgo de impacto debido operaciones simultáneas o daño a equipos instalados en la cercanía del árbol.	2	1	D	3	C	3	C	2	C
	Daños al equipo durante instalación	Daño del equipo o componentes del árbol submarino por problemas durante instalación.	2	1	D	4	B	3	C	2	C
	Mano de obra inexperta	Equipo expuesto a fallas durante la instalación debido a falta de personal calificado.	3	1	C	3	B	3	B	2	C
Administración del Proyecto	Falta de experiencia en proyectos similares	Brechas en la planeación, desarrollo e implementación del proyecto, así como, procedimientos de trabajo inadecuados.	3	1	C	2	C	2	C	1	C
	Deficiencias en la distribución oportuna de la información	Acciones inoportunas o insuficientes en la ingeniería, procura, instalación, operación y mantenimiento del árbol submarino.	3	1	C	3	B	2	C	2	C
	Deficiencias en la planeación del proyecto	Acciones inoportunas o insuficientes en la procura de la integridad del árbol y su operación (intervenciones, mantenimiento, pruebas).	3	2	C	4	B	4	B	3	B
Pruebas y Arranque	Incumplimiento de capacidad u otras condiciones de diseño	Pruebas inválidas, inconformidad por incumplimiento de alguna característica de diseño del árbol.	2	1	D	2	C	1	D	2	C
	Daño al equipo durante la puesta en marcha	Problemas de operación en el árbol submarino, necesario equipo de intervención y pruebas.	2	1	D	3	C	3	C	2	C
	Fallas durante arranque u operación	Fallas durante el arranque u operación de cualquier componente del árbol submarino.	4	2	B	4	A	4	A	2	B
Seguridad y Riesgos Ambientales	Ausencia de redundancia de seguridad	Ausencia de redundancia de seguridad por problemas no contemplados durante la operación.	2	3	C	4	B	4	B	3	C
	Suspensión por afectación al medio ambiente	Paro de las actividades por afectación al hábitat o contaminación durante las operaciones del árbol.	2	1	D	3	C	3	C	3	C
	Fugas en la integridad mecánica del árbol	Fallas en los componentes del árbol submarino, dispositivos de seguridad o integridad mecánica.	4	1	C	4	A	4	A	4	A
	Fuga de sustancias tóxicas	Fallas en los dispositivos de inyección, control o componentes de inyección química.	4	2	B	4	A	4	A	4	A
	Fallas en los dispositivos de seguridad	Fallas en los sistemas de seguridad, equipos de control y monitoreo del árbol submarino.	4	4	A	5	A	5	A	5	A
Eventos de la naturaleza	Huracán	Producción diferida debido al paro de las actividades y desalojo de instalaciones por malas condiciones climatológicas.	3	3	B	3	B	2	C	1	C

Tabla F.1. Hoja de resultados HAZID árbol submarino

b. Riesgos priorizados.

Categoría	Peligros	Frecuencia	Humana		Negocio		Ambiental		Imagen		Riesgo total
			S	Riesgo	S	Riesgo	S	Riesgo	S	Riesgo	
Ingeniería	Datos inadecuados en las bases de diseño	2	1	D	1	D	1	D	1	D	C
	Cambios o precisiones en las bases de diseño	2	1	D	2	C	1	D	1	D	C
	Cambio en el estándar de diseño	2	1	D	2	C	1	D	1	D	C
	Cambios en la tecnología aplicada	2	1	D	2	C	1	D	1	D	C
	Imprecisión en los diseños y especificaciones	2	1	D	2	C	1	D	1	D	C
	Errores de diseño	3	1	C	3	B	1	C	1	C	C
Procura	Falta de disponibilidad de equipos	4	1	C	3	B	1	C	1	C	B
	Retraso en el suministro de materiales	3	1	C	3	B	2	C	1	C	B
	Escasez de mano de obra	3	1	C	3	B	3	B	2	C	B
	Problemas en la planeación del mantenimiento	4	1	C	3	B	3	B	2	B	B
	Escasez de materiales	2	1	D	3	C	1	D	1	D	C
	Colocación inoportuna de órdenes de compra	2	1	D	3	C	1	D	1	D	C
	Retraso en la entrega de equipos comprometidos	2	1	D	3	C	1	D	1	D	C
	Incumplimiento de inspección en fábrica para la liberación	2	1	D	1	D	1	D	1	D	C
Construcción/ Instalación	Dificultades por las características climatológicas del sitio	3	2	C	3	B	2	C	1	C	B
	Condiciones imprevistas del sitio	3	1	C	3	B	2	C	1	C	B
	Daños al equipo durante instalación	2	1	D	4	B	3	C	2	C	B
	Mano de obra inexperta	3	1	C	3	B	3	B	2	C	B
	Dificultados de acceso del equipo de instalación	2	1	D	3	C	3	C	2	C	C
Administración del Proyecto	Deficiencias en la planeación del proyecto	3	2	C	4	B	4	B	3	B	A
	Deficiencias en la distribución oportuna de la información	3	1	C	3	B	2	C	2	C	B
	Falta de experiencia en proyectos similares	3	1	C	2	C	2	C	1	C	C
Pruebas y Arranque	Fallas durante arranque u operación	4	2	B	4	A	4	A	2	B	A
	Incumplimiento de capacidad u otras condiciones de diseño	2	1	D	2	C	1	D	2	C	C
	Daño al equipo durante la puesta en marcha	2	1	D	3	C	3	C	2	C	C
Seguridad y Riesgos Ambientales	Fugas en la integridad mecánica del árbol	4	1	C	4	A	4	A	4	A	A
	Fuga de sustancias tóxicas	4	2	B	4	A	4	A	4	A	A
	Fallas en los dispositivos de seguridad	4	4	A	5	A	5	A	5	A	A
	Ausencia de redundancia de seguridad	2	3	C	4	B	4	B	3	C	B
	Suspensión por afectación al medio ambiente	2	1	D	3	C	3	C	3	C	B
Eventos de la naturaleza	Huracán	3	3	B	3	B	2	C	1	C	B

Tabla F.2. Lista de riesgos priorizada

c. Reducción del riesgo

Categoría	Peligros	Riesgo total	Acciones/medidas para reducir/eliminar riesgo	
			Mitigación con acciones a futuro	Mitigación con las capacidades actuales
Ingeniería	Datos inadecuados en las bases de diseño	C	Actualización constante de la información proveniente de nuevos estudios y pruebas para la definición de las especificaciones de diseño y operación del árbol submarino.	Revisión y modificación de la ingeniería básica del concepto seleccionado mediante el equipo multidisciplinario, en especial del diseño predefinido del árbol submarino.
	Cambios o imprecisiones en las bases de diseño	C	Revisión y evaluación mediante los equipos multidisciplinarios, de los requerimientos necesarios de operación e infraestructura, considerando, si es posible, lecciones aprendidas de proyectos similares	Evaluación de las modificaciones pertinentes al árbol submarino con todas las áreas involucradas para su revisión y aceptación. Notificación de las modificaciones al área de ingeniería de detalle.
	Cambio en el estándar de diseño	C	Actualización constante de la información proveniente de nuevos estudios y simulaciones para la definición de las especificaciones de diseño y operación del árbol submarino.	Revisión de cualquier modificación o cambio en los estándares y requerimientos de trabajo del árbol submarino, así como, de material y diseño con respecto a los demás equipos submarinos.
	Cambios en la tecnología aplicada	C	Revisión de los escenarios planteados bajo la consideración del empleo de nueva tecnología, modificación o ajustes del equipo y las ventajas de su aplicación.	Evaluación de las modificaciones pertinentes al árbol submarino con respecto a su función esperada, tipo de terminación, intervenciones y mantenimiento esperados.
	Imprecisión en los diseños y especificaciones	C	Revisar las metodologías y procedimientos realizados por compañías con experiencia en el desarrollo y diseño de los proyectos costa fuera, y aplicar el aprendizaje en la Industria Nacional	Transferencia de los riesgos a compañías con amplia experiencia en el diseño de los equipos submarinos en los proyectos costa fuera.
	Errores de diseño	C	Revisión y documentación del equipo definido y sus modificaciones o ajustes con respecto a los requerimientos de operación, arquitectura submarina o condiciones de operación	Evaluación del árbol submarino seleccionado con respecto a su función esperada, tipo de terminación, intervenciones y mantenimiento esperados.
Procura	Falta de disponibilidad de equipos	B	Desarrollo de los planes de mantenimiento, intervención o revisión, basados en históricos de fallas y requerimientos de mantenimiento e intervención.	De ser posible, emplear equipos e infraestructura cercana al árbol como apoyo.
	Retraso en el suministro de materiales	B	Evaluación de la demanda de los materiales y coordinación con los fabricantes para llevar a cabo la necesaria procura y requerida para los programas de instalación, operación o mantenimiento de los árboles submarinos.	Revisión periódica de los suministros, refacciones u órdenes de compra requeridas para el árbol submarino.
	Escasez de mano de obra	B	Capacitación y entrenamiento del personal en pruebas, operación y mantenimiento del árbol submarino.	Contratación de compañías de servicios especializadas en llevar a cabo pruebas, inspección y de ser el caso, la operación del árbol submarino.
	Problemas en la planeación del mantenimiento	B	Desarrollo de los planes de mantenimiento, intervención o revisión, basados en históricos de fallas y requerimientos de mantenimiento e intervención.	Apoyo de equipos de intervención cercanos al área, asignación de la logística y recursos necesarios para reducir en lo mínimo el tiempo de espera o paro del equipo.
	Escasez de materiales	C	Evaluación de la demanda de los materiales y coordinación con los fabricantes para llevar a cabo la procura necesaria y requerida para los programas de instalación, operación o mantenimiento de los árboles submarinos.	Revisión periódica de los suministros, refacciones u órdenes de compra requeridas para el árbol submarino.
	Colocación inoportuna de órdenes de compra	C	Revisión y seguimiento de órdenes de compra para los programas, planes o desarrollo de las actividades requeridas para el árbol submarino	Definición de los periodos y fechas establecidas por los fabricantes y proveedores, desarrollando así, los programas en tiempo y forma.
	Retraso en la entrega de equipos comprometidos	C	Estipulación en los contratos cualquier sanción o indemnización de los fabricantes por retraso en equipos o servicios comprometidos según lo acordado	Sanción a la empresa por retraso e incumplimiento de fechas y programas pactados de entrega.
	Incumplimiento de inspección en fábrica para la liberación	C	Revisión y especificación de las inspecciones necesarias al fabricante antes de la adquisición del equipo con el mismo	Pruebas de integridad y operación de los componentes del árbol submarino antes de la instalación del mismo

Tabla F.3. Acciones/medidas para reducir/eliminar los riesgos del árbol submarino

Categoría	Peligros	Riesgo total	Acciones/medidas para reducir/eliminar riesgo	
			Mitigación con acciones a futuro	Mitigación con las capacidades actuales
Construcción/ Instalación	Dificultades por las características climatológicas del sitio	B	Revisión de las estadísticas, pronósticos y condiciones atmosféricas para la selección de una fecha específica para la realización de las actividades de instalación.	Monitoreo de las condiciones climatológicas actuales y decidir llevar a cabo las actividades o no y tomar las precauciones debidas durante el desarrollo de las actividades.
	Condiciones imprevistas del sitio	B	Desarrollo de los análisis y simulación de las condiciones del sitio para evitar en lo posible cualquier daño, falla o complicación en la instalación del árbol submarino.	Monitoreo de las condiciones ambientales y tomar las precauciones necesarias durante el desarrollo de las actividades.
	Daños al equipo durante instalación	B	Evaluación, análisis y monitoreo de las actividades de instalación, capacitación y entrenamiento del personal para evitar en lo posible cualquier daño durante la instalación del árbol submarino o cualquier equipo cercano.	Contratación de compañías de servicios especializadas en llevar en la instalación y arranque de los equipos submarinos.
	Mano de obra inexperta	B	Capacitación y entrenamiento del personal en pruebas, operación y mantenimiento del árbol submarino.	Contratación de compañías de servicios especializadas en sistemas submarinos.
	Dificultados de acceso del equipo de instalación	C	Entrenamiento y capacitación en el desarrollo de actividades con operaciones simultáneas costa fuera. Planeación de las actividades de instalación y sus restricciones debido a equipos o instalaciones instaladas en las cercanías del pozo.	Coordinación de las actividades y equipos de trabajo para identificar los posibles riesgos durante las operaciones de instalación del árbol submarino y operación de los equipos en las cercanías del pozo.
Administración del Proyecto	Deficiencias en la planeación del proyecto	A	Trabajo en conjunto con las compañías, consultorías y operadoras con experiencia para trasmitir el conocimiento a los proyectos de la industria nacional	Contratación de compañías con experiencia en el desarrollo y planificación de los proyectos costa fuera.
	Deficiencias en la distribución oportuna de la información	B	Establecimiento de un sistema de gestión oportuna y eficaz de la información, a través de todos los niveles y áreas de la empresa.	Seguimiento y monitoreo de los informes y reportes por parte de los superiores a cargo así como su distribución y conocimiento a las áreas clave.
	Falta de experiencia en proyectos similares	C	Comisión, entrenamiento y especialización del personal en la operación y manejo de equipos submarinos, con instituciones de investigación y desarrollo, operadoras y compañías donde se tiene amplia experiencia	Contratación de compañías con experiencia para la capacitación y adiestramiento del personal
Pruebas y Arranque	Fallas durante arranque u operación	A	Desarrollar los análisis de confiabilidad pertinentes de los árboles submarinos y sus componentes, para la definición de las estrategias de procura y mantenimiento de los equipos.	Activación de los sistemas y equipos alternos de operación del árbol submarino. En caso crítico, cierre y paro de actividades para documentación, reparación de las fallas.
	Incumplimiento de capacidad u otras condiciones de diseño	C	Tomar en cuenta para futuros proyectos, las lecciones aprendidas de las modificaciones y problemas presentados en el desarrollo de las pruebas del árbol submarino y sus acciones y modificaciones para su aceptación.	Revisión de las condiciones de diseño y fabricación para considerar las modificaciones pertinentes para el cumplimiento de las especificaciones de operación del árbol submarino.
	Daño al equipo durante la puesta en marcha	C	Análisis y desarrollo de planes de acción en caso de daño al equipo durante arranque del árbol, así como, durante su operación.	Cierre o desvío de la producción mientras se llevan a cabo las reparaciones necesarias y pruebas para garantizar la seguridad del árbol

Tabla F.3. Acciones/medidas para reducir/eliminar los riesgos del árbol submarino (continuación…)

Categoría	Peligros	Riesgo total	Acciones/medidas para reducir/eliminar riesgo	
			Mitigación con acciones a futuro	Mitigación con las capacidades actuales
Seguridad y Riesgos Ambientales	Fugas en la integridad mecánica del árbol	A	Análisis de los principales modos de falla de los componentes del árbol submarino para su estudio y prevención	Aplicación de la redundancia diseñada en los sistemas del árbol submarino, de no funcionar, contener o bloquear el paso de los fluidos mediante intervención manual hasta la reparación del daño o reemplazo del equipo.
	Fuga de sustancias tóxicas	A	Pruebas de funcionalidad, integridad mecánica y física de los componentes de las válvulas de inyección.	Reemplazo del componente dañado que provoca la fuga así como la contención y protección de las sustancias tóxicas.
	Fallas en los dispositivos de seguridad	A	Análisis de los principales modos de falla de los componentes del árbol submarino para su estudio y prevención	Intervención manual al árbol submarino que requiere del empleo de ROV's y cierre parcial o total del pozo hasta su reparación o reemplazo
	Ausencia de redundancia de seguridad	B	Diseño de hasta doble redundancia en los equipos submarinos, para en caso de falla de cualquier sistema o subcomponente, así como, garantizar su correcto funcionamiento en casos emergentes.	Revisión del estado de los equipos alternos instalados en caso de falla, de no estar en correctas condiciones, cierre total o parcial del pozo
	Suspensión por afectación al medio ambiente	B	Revisión de los controles de seguridad y protección en caso de fuga. Desarrollo de planes de contención y remediación en caso de daño.	Análisis, evaluación y reparación de los daños ocasionados al medio ambiente, lo anterior puede incluir el cierre parcial o total de las operaciones
Eventos de la naturaleza	Huracán	B	Desarrollo de planes y/o paros de emergencia en caso de desastre naturales, así como la planeación de equipos de respuesta en caso de emergencia.	Cierre y paro de la producción, evacuación inmediata y aplicación de planes e caso de emergencia o desastre natural.

Tabla F.3. Acciones/medidas para reducir/eliminar los riesgos del árbol submarino (continuación…)

Como se menciona en el capítulo V, durante el proceso de priorización de riesgos este trabajo propone un algoritmo que busca colocar los riesgos ubicados en los límites superiores de las categorías en la siguiente categoría superior. Con lo anterior se busca garantizar que las acciones implementadas sean dirigidas inclusive a aquellos riesgos que sólo necesitan un pequeño incremento en su frecuencia o impacto para clasificarse en un riesgo más alto.

En esencia, el algoritmo aplicado en los resultados, busca tomar en cuenta la premisa que las áreas de impacto son tan importantes como cualquiera que las conforma, sin asignar ningún porcentaje o establecer un valor de jerarquía entre ellas al momento de obtener una calificación en el producto frecuencia por consecuencia.

ANÁLISIS DE MODOS, EFECTOS Y CRITICIDAD DE LAS FALLAS (FMECA) DEL ÁRBOL SUBMARINO

A continuación se muestran los resultados del análisis FMECA realizado al árbol submarino de estudio. Como se puede observar, la información es contenida en la hoja de resultados FMECA, que resume la información más relevante en cada columna correspondiente, derivada del análisis y la información disponible.

FMECA												
Elemento/ Componente	**Elemento descripción-función**	**# Fallas**	**Modo de falla**	**Posibles causas de falla**	**Detección de la falla**	**Efecto local**	**Efecto global**	**Tasa de fallas (F/Mhr)**	**MTTF (años)**	**Frecuencia**	**Severidad**	**Riesgo**
Módulo de control submarino		197										
Gabinete	Proteger los componentes internos y prevenir la entrada de agua.	1	ILU	Degradación de los sellos, falla en la integridad mecánica del gabinete.	Inspección ROV, IWOCS. Pérdida de comunicaciones	Pérdida de fluido dieléctrico en el ambiente, hasta que las presiones sean balanceadas.	Pérdida de una barrera de protección al ambiente, de las comunicaciones eléctricas y del monitoreo en el árbol del fondo de pozo.	2.7	49.56	3	2	**B**
Cople de inyección química	Conexión hidráulica del fluido de inyección entre las válvulas submarinas y superficie.	8	ELU	Fugas, desgaste de los sellos, falla en la conexión	Sensores P, T, inspección ROV	Pérdida del control del fluido de inyección, formación de tapones	Incremento del uso del fluido de inyección.	1.67	80.13	3	2	**B**
Cople hidráulico	Conexión hidráulica entre las válvulas submarinas y en superficie.	3	ELU	Fugas en coples, umbilicales, desgaste de los sellos.	Caída de la presión en líneas hidráulicas, alarma del MCS	Venteo del fluido hidráulico, incremento del uso del fluido.	Gastos adicionales del fluido extra, inhabilitado para operar el árbol o las válvulas submarinas. Automáticamente la producción se cierra hasta reparar la falla.	0.0798	1676.85	1	3	**C**
Cople de señal/potencia	Conexión y potencia entre los componentes internos y los equipos en superficie.	2	TRF	Falla en el transductor, pérdida de señal, falla en el EPU, conexión pobre, quiebre del alambre.	Alarma en el MCS	Pérdida de comunicación y potencia, señal corrupta presente.	Pérdida de señal en superficie.	0.1939	690.11	2	4	**A**
Módulo electrónico submarino	Proporcionar control electrónico de las funciones submarinas.	6	FTF	Falla de control, en señal/indicación/alarma, fuga, corto circuito.	Alarma en el MCS	Pérdida de comunicación y de potencia y/o señal.	WCS inhabilitado para cerrar válvulas con MCS	32.384	4.13	4	3	**A**
		5	SPO	Falla en señales, errores de software.	Comportamiento errático del SCM	SCM no opera correctamente, falsas lecturas, inhabilitación para operar válvulas						
		109	OTH	Contaminación, problemas de software, problemas de potencia.	Alarma en el MCS							

Tabla F.4. Hoja de resultados FMECA árbol submarino HXT[47]

FMECA												
Elemento/ Componente	**Elemento descripción-función**	**# Fallas**	**Modo de falla**	**Posibles causas de falla**	**Detección de la falla**	**Efecto local**	**Efecto global**	**Tasa de fallas (F/Mhr)**	**MTTF (años)**	**Frecuencia**	**Severidad**	**Riesgo**
Módulo de control submarino		197										
Válvula de control solenoide	Válvula eléctrica operada por una bobina que controla una función hidráulica o neumática o una señal indicadora, y el cual dirige las funciones a los sistemas de paro de emergencia en caso de corte de energía eléctrica.	63	ELU	Fugas	Inspección ROV	Pérdida del fluido hidráulico, formación de hidratos.	Válvula de control en caso de paro de emergencia inhabilitada para dirigir la presión hidráulica a las válvulas	1.2589	106.29	2	2	**C**
			FTF	Falla de control, en señal/indicación/alarma, fuga, corto circuito.	Alarma en el MCS	Falla de la válvula de seguridad en caso de corte de energía eléctrica						
			ILU	Contaminación	Alarma en el MCS	Aumento del uso de fluido hidráulico, formación de tapones						
Colgador de la T.P. (TH)		2										
Anillos superiores, medios e inferiores	Proporcionar un sello metal con metal para aislar el área del penetrador a la superficie.	1	ELP	Embutido de soldadura inadecuado (corrosión bajo la soldadura)	N/A	Pérdida de una barrera de sello	No hay efectos en las operaciones o en la integridad del pozo.	0.7265	157.13	2	1	**D**
Sellos elastoméricos superiores, medios e inferiores de producción	Sellos elastoméricos de producción para aislar el área de penetración del ambiente.	1	ILP	Desgaste del sello	N/A	Pérdida de una barrera de sello	No hay efectos en las operaciones o en la integridad del pozo.	0.7265	157.13	2	1	**D**

Tabla F.4. Hoja de resultados FMECA árbol submarino HXT[47] (continuación…)

FMECA												
Elemento/ Componente	**Elemento descripción-función**	**# Fallas**	**Modo de falla**	**Posibles causas de falla**	**Detección de la falla**	**Efecto local**	**Efecto global**	**Tasa de fallas (F/Mhr)**	**MTTF (años)**	**Frecuencia**	**Severidad**	**Riesgo**
Tapa del árbol	Sellar y proteger la parte superior del árbol de las condiciones submarinas externas	6	ELU	Erosión, corrosión	N/A	Degradación de la integridad del componente como barrera de seguridad	Pérdida de una barrera de protección del árbol submarino	2.8281	13.36	3	2	**B**
		2	OTH	Holgura	N/A							
Tapón Inferior	Primera barrera de protección entre el ambiente y los fluidos de producción	-	ELP	Soldadura inadecuada, corrosión bajo la soldadura, vibración	Posible detección si el área entre los tapones es probada	Hidrocarburos atrapados entre el tapón superior e inferior, tapón superior sujeto a contacto con hidrocarburos	Pérdida de una barrera de protección al ambiente, cuando la tapa del árbol esté abierta habría fuga al ambiente	0.15	761.04	2	1	**D**
Tapón Superior	Segunda barrera de protección entre el ambiente y los fluidos de producción	-	LOB	Material de pobre calidad, Soldadura inadecuada, corrosión bajo la soldadura, vibración	Posible detección si el área entre los tapones es probada	Pérdida de segunda barrera de protección	No hay efectos en las operaciones o en la integridad del pozo.	0.15	761.04	2	1	**D**
Estrangulador		22										
Internos de la válvula	Control del flujo y de la presión	1	PLU	Erosión, taponamiento o falla del componente	Sensores P, T, detectores de erosión	Daño potencial a la formación, incremento de producción de arena/agua	Producción diferida por cierre de la producción	9.0909	4.16	4	2	**B**
Actuador del estrangulador	Controlar las funciones del estrangulador	12	FTF	Pérdida de potencia hidráulica, falla mecánica interna, fuga.	Medidor, variación en la producción, ROV, sensores P, T, alarma HMI	Inhabilitado para colocar remotamente la posición deseada						
		1	FTO									
		5	FTC									
Cuerpo del estrangulador	Mantener la integridad estructural y de presión, contener el inserto del estrangulador	-	ILU	Erosión, degradación de los sellos, grieta en el cuerpo del estrangulador		Fuga de hidrocarburos al ambiente						
Sensor de posición	Proporciona información al usuario acerca de la posición del estrangulador	3	OTH	Ingreso de agua, conexión rota, falla del componente	Pérdida de la habilidad de monitoreo	Pérdida de la habilidad de monitorear remotamente la posición del estrangulador con el sensor	Gastos adicionales en intervención y cambio del sensor, posible cierre de producción.					

Tabla F.4. Hoja de resultados FMECA árbol submarino HXT[47] (continuación…)

Elemento/ Componente	Elemento descripción-función	# Fallas	Modo de falla	Posibles causas de falla	Detección de la falla	Efecto local	Efecto global	Tasa de fallas (F/Mhr)	MTTF (años)	Frecuencia	Severidad	Riesgo
Válvulas Submarinas		12										
Válvulas de producción (válvulas de proceso)	Proporcionar barreras de protección entre la cabeza del pozo y el jumper, cierre de seguridad en caso de falla.	2	FTO	Pérdida de potencia hidráulica, atasque, falla en los sellos	Sensores P, T, sin flujo de producción, alarma, indicación HMI	La válvula permanece en una posición cerrada.	Pérdida de producción, de la habilidad para permitir el flujo de la producción	0.3903	96.82	3	4	**A**
		2	FTC	Falla del actuador, bloqueo hidráulico, atasque	Sensores P, T, flujo continuo de producción, alarma, indicación HMI	Pérdida de una barrera de protección, la válvula permanece en una posición abierta.	Pérdida de producción, de la habilidad para aislar la producción					
		4	OTH	Degradación de los sellos, falla en el asiento/camisa	Sensores P, T, ROV	Fuga potencial de hidrocarburos, formación de hidratos.	Contaminación al ambiente					
Válvulas de inyección e ingreso (válvulas de utilidad)	Controlar la inyección de químicos, monitoreo y control de los fluidos inyectados. Proveer la entrada al camino del espacio anular/producción	1	FTO	Pérdida de potencia hidráulica, atasque, falla en los sellos	Pérdida del fluido de inyección, caída de presión en las líneas de inyección, indicación HMI	La válvula permanece en una posición cerrada, pérdida de la capacidad de inyección de químicos	WCS: formación de hidratos, formación de tapones	0.502	75.28	3	2	**B**
		1	FTC	Falla del actuador, bloqueo hidráulico, atasque		Pérdida de la capacidad de sello de la válvula, la válvula permanece en una posición abierta.	Pérdida de un elemento de barrera en el camino de flujo de inyección					
		1	LCP	Falla en la camisa/asentador, baja presión.		Contaminación al ambiente, pérdida de la capacidad de inyección.	Incremento del uso del fluido hidráulico, WCS: formación de hidratos, formación de tapones.					
Válvula del espacio anular y cruce (otras válvulas)	Proporcionar barreras de seguridad en el espacio anular, acceso y monitoreo del espacio anular, prevenir o proveer entrada del fluido por espacio anular.	1	FTO	Pérdida de potencia hidráulica, atasque, falla en los sellos	Indicación HMI, alarma, ROV, sensores P, T	La válvula permanece en una posición cerrada.	Pérdida de acceso al espacio anular (monitoreo y venteo)	0.21	179.95	2	4	**A**
			FTC	Falla del actuador, bloqueo hidráulico		Pérdida de otras barreras de protección en espacio anular/producción	Falla para aislar el espacio anular					
			LCP	Falla en la camisa/asentador, falla de conexión, desgaste regular		Formación de hidratos en el árbol, potencial fuga de hidrocarburos	Incremento potencial de la presión en el espacio anular por los hidrocarburos					
			OTH	Fuga en el sistema hidráulico		Potencial fuga del fluido hidráulico	Incremento del uso del fluido hidráulico					

Tabla F.4. Hoja de resultados FMECA árbol submarino HXT[47] (continuación…)

Medidas y acciones apropiadas en la mitigación y control de las fallas del árbol submarino

Elemento/Componente	Modo de falla	Riesgo	Disposiciones de compensación contra la falla
Módulo de control submarino			
Módulo electrónico submarino	FTF	A	Protección antivirus al software, acceso limitado a la interacción del SCM únicamente al personal calificado.
	SPO		Garantizar que los operadores son entrenados por las compañías.
	OTH		Evaluar cualquier falla de causa común en los componentes electrónicos.
Acoplador de señal/potencia	TRF	A	Evaluar la opción de una única o doble terminación en el umbilical (SUTA), aplicar las inspecciones requeridas y revisión de los procedimientos en caso de pérdida de comunicaciones; revisión del tiempo disponible del sistema para operar sin controles eléctricos.
Gabinete	ILU	B	Revisión de los materiales de fabricación de los gabinetes y sellos en el SMC. Pruebas cíclicas de presión e integridad en los sellos y gabinete.
Acoplamiento de inyección química	ELU	B	Revisión de los materiales de fabricación, diseño e integridad de los coples de inyección. Doble redundancia en la inyección química.
Acoplamiento hidráulico	ELU	C	Revisión de los materiales de fabricación, diseño e integridad de los coples hidráulicos. Doble redundancia en la inyección química.
Válvula de control solenoide	ELU	C	Revisión de los materiales de fabricación, diseño e integridad de las válvulas solenoides.
	FTF		Pruebas en laboratorio de funcionalidad y monitoreo según condiciones de operación.
	ILU		Revisión de los materiales de fabricación de los gabinetes y sellos en las válvulas solenoides. Pruebas cíclicas de presión e integridad en los sellos y componentes.
Tubing Hanger			
Anillos superiores, medios e inferiores	ELP	D	Realizar como práctica común, pruebas FAT, EFAT, SIT al colgador de la T.P.
Sellos elastoméricos superiores, medios e inferiores de producción	ILP		Incluir en los procedimientos, garantía que la presión diferencial en los empaques se encuentre dentro del rango de seguridad si la presión en el espacio anular se incrementa.
Estrangulador			
Internos de la válvula	PLU	B	Garantizar tener repuestos disponibles del estrangulador en sitio, es recomendable emitir una lista del capital de los componentes de repuesto. Revisiones y mantenimiento preventivo periódico al estrangulador.
Actuador del estrangulador	FTF		Implementar pruebas en laboratorio de integridad de los componentes, actuador y sensores del estrangulador.
	FTO		
	FTC		
Cuerpo del estrangulador	ILU		
Sensor de posición	OTH		
Superiores del árbol			
Tapa del árbol	ELU	B	Evaluar incluir una alta presión en la tapa del árbol.
	OTH		Garantizar que solo personal calificado coloque, opere y pruebe los tapones.
Tapón Inferior	ELP	D	Evaluar opciones de prueba entre los tapones.
Tapón Superior	LOB	D	Contar con un set de reparación y repuestos disponibles

Tabla F.5. Acciones de mitigación y/o compensación de las fallas.

Elemento/Componente	Modo de falla	Riesgo	Disposiciones de compensación contra la falla
Válvulas Submarinas			
Válvulas de producción (válvulas de proceso)	FTO	A	Desarrollar e implementar un plan de mantenimiento para las válvulas del árbol, la válvula de tormenta y las válvulas de fondo.
	FTC		Monitoreo y mantenimiento preventivo periódico a las válvulas debido a su alta criticidad al sistema (seguridad).
	OTH		Desarrollar e implementar pruebas en laboratorio del desempeño en condiciones similares de operación.
Válvulas de inyección e ingreso (válvulas de utilidad)	FTO	A	Verificación a los proveedores de la información respecto a las pruebas realizadas.
	FTC		Monitoreo y mantenimiento preventivo periódico a las válvulas debido a su alta criticidad al sistema (seguridad).
	LCP		Como práctica común incluir en los procedimientos realizar pruebas FAT, EFAT, SIT, a todas las válvulas del árbol submarino.
	OTH		
Válvula del espacio anular y cruce (otras válvulas)	FTO	B	Considerar pruebas en laboratorio y verificación de posibles bloqueos en las válvulas, para garantizar la inyección del inhibidor en el arranque.
	FTC		Desarrollar e implementar pruebas de presión y funcionalidad en laboratorio para evaluar posibles fallas durante la operación.
	LCP		

Tabla F.5. Acciones de mitigación y/o compensación de las fallas.

LISTA DE FIGURAS

Fig. i.1. Descripción de los sistemas y sus récords 2012……..5
Fig. i.2. Tendencia de la tecnología costa afuera……..5
Fig. i.3. Flujo de información y sus objetivos……..8
Fig. 1.1. Equipos submarinos de producción……..10
Fig. 1.2. Sistema Submarino de Producción……...11
Fig. 1.3. Rango del cual se define la falla……...13
Fig. 1.4. Efecto del desarrollo del grado de una falla……15
Fig. 1.5. Clasificación de las fallas de acuerdo a su análisis……..15
Fig. 1.6. Distribución de la carga y fuerza……...19
Fig. 1.7. Curva típica de la tina de baño, muestra la relación del número de fallas vs tiempo……..20
Fig. 1.8. Proceso de análisis y evaluación de riesgos……23
Fig. 1.9. Categorización de las consecuencias……24
Fig. 1.10. Principales sectores de afectación de las consecuencias……24
Fig. 1.11. Categorización de la frecuencia……25
Fig. 1.12. Principales áreas de estudio de la confiabilidad……31
Fig. 1.13. La confiabilidad humana solo se logra con el impulso del liderazgo……31
Fig. 1.14. La etapa de diseño es la más importante en la cadena de valor de los proyectos……..32
Fig. 1.15. La confiabilidad de proceso……...33
Fig. 1.16. Esquema de producción de PEMEX……..33
Fig. 1.17. Vehículo operado a control remoto (ROV)……34
Fig. 1.18. Ciclo de operación y su relación con MTTR, MTTF y MTBF……..38
Fig. 2.1. Evolución de los árboles submarinos……...41
Fig. 2.2. Esquema de una terminación submarina……..42
Fig. 2.3. El tipo de terminación define donde residirá el TH……44
Fig. 2.4. Configuración de un Monobore Tree……...45
Fig. 2.5. Posición del colgador de la Tubería (TH) en un árbol convencional……...45
Fig. 2.6. Árbol Vertical o Convencional (Dual bore)……47
Fig. 2.7. Estructura de un árbol convencional……48
Fig. 2.8. Posición del colgador de la Tubería (TH) en un árbol horizontal……49
Fig. 2.9. Árbol Horizontal HXT (Spool Tree™)……50
Fig. 2.10. Estructura de un árbol horizontal propiedad de Cameron……..51
Fig. 2.11. Comparación del árbol convencional y mejorado……..52
Fig. 2.12. Componentes de un árbol vertical mejorado propiedad de FMC Technologies……53
Fig. 2.13. Comparación del árbol horizontal tradicional y mejorado……53
Fig. 2.14. Árbol horizontal mejorado EHXT propiedad de FMC……..54
Fig. 2.15. Árbol submarino asistido por buzo……55
Fig. 2.16. Árbol submarino con líneas guía y sin asistencia de buzos……...55
Fig. 2.17. Árbol submarino sin líneas guía y sin asistencia de buzos……56
Fig. 2.18. Árbol Eléctrico propiedad de Cameron……..56
Fig. 2.19. Principales componentes de los sistemas de árboles submarinos……..57
Fig. 2.20. Tapa de un árbol vertical mejorado……58
Fig. 2.21. Capa de un árbol horizontal, propiedad de Cameron……58
Fig. 2.22. Configuración de un tubing hanger empleado en un árbol horizontal……...59
Fig. 2.23. Configuración de un tubing hanger empleado en un árbol convencional……..60
Fig. 2.24. Módulo de control submarino propiedad de Cameron……...60
Fig. 2.25. Configuración de un estrangulador propiedad de Cameron……...62
Fig. 2.26. Válvulas de compuerta según su aplicación, propiedad de Cameron……63

Fig. 2.27. Componentes de las válvulas superficial y submarina……...63
Fig. 2.28. Tipos de válvulas en los árboles submarinos…….64
Fig. 2.29. Posiciones de una válvula hidráulica propiedad de Cameron……64
Fig. 2.30. Válvula de tipo ROV propiedad de Cameron……65
Fig. 2.31. Válvulas manuales……..65
Fig. 2.32. Válvulas de inyección……66
Fig. 2.33. Mínima configuración según la norma API 17D……...67
Fig. 2.34. Interfaces que gobiernan el diseño de un árbol submarino……68
Fig. 3.1. Definir, planear, implementar y retroalimentar……77
Fig. 3.2. Enfoques para las etapas de los proyectos submarinos……78
Fig. 3.3. Relación entre las bases del modelo y los KPs……83
Fig. 3.4. Modelo de confiabilidad operacional……...86
Fig. 3.5. Elementos y subelementos del modelo de confiabilidad operacional……..87
Fig. 3.6. Fases de evolución del modelo de confiabilidad……..87
Fig. 3.7. Ciclo de mejora continua……..88
Fig. 3.8. Optimización de los activos físicos……..89
Fig. 3.9. Indicadores de desempeño……...90
Fig. 3.10. Benchmarking del índice de accidentabilidad……91
Fig. 3.11. Enfoque del modelo de confiabilidad……91
Fig. 3.12. Configuración básica de un RBD en serie……94
Fig. 3.13. Configuración básica de un RBD en paralelo……94
Fig. 3.14. Configuración básica de un RBD en serie-paralelo……...94
Fig. 3.15. Configuración básica de un RBD en paralelo-serie……...94
Fig. 3.16. Ejemplo de un árbol de fallas……...100
Fig. 3.17. Relación de la simbología y el álgebra Booleana……101
Fig. 3.18. Ejemplo de un FTA……..102
Fig. 3.19. Proceso de análisis de un FMEA……..104
Fig. 3.20. Ejemplo del formato de una hoja de trabajo FMEA……106
Fig. 3.21. Relación entre los modos de falla y los efectos de las fallas en un sistema por etapas……108
Fig. 3.22. Ejemplo de una malla de criticidad……..113
Fig. 3.23. Ejemplo de una Matriz de Criticidad con bandas de criticidad……116
Fig. 4.1. Mortalidad en accidentes en la industria petrolera……..121
Fig. 4.2. Los diez derrames de hidrocarburos más grandes del mundo……122
Fig. 4.3. Los accidentes más costosos en la industria petrolera……...122
Fig. 4.4. Tendencia de las explosiones en las instalaciones petroleras……123
Fig. 4.5. Ciclo de actividades en el proceso de administración de riesgos……...126
Fig. 4.6. Modelo de administración……..130
Fig. 4.7. Representación del modelo de administración de riesgos……..130
Fig. 4.8. Desarrollo del análsis de riesgos……135
Fig. 4.9. Principales sectores de afectación de los riegos……137
Fig. 5.1. Aplicación y enfoque en la etapa de definición……150
Fig. 5.2. Elementos del modelo de administración de riesgos……..150
Fig. 5.3. Esquema de procesos……153
Fig. 5.4. Modificación a la matriz de riesgos……...157
Fig. 5.5. Gráfica de la frecuencia de las categorías del análisis de riesgo en el árbol submarino……161
Fig. 5.6. Gráfica de las calificaciones de los riesgos identificados en el análisis de riesgo por categoría…...161
Fig. 5.7. Gráfica de las calificaciones por área de impacto de las categorías……...162
Fig. 5.8. Riesgos identificados por categoría con mayor calificación……....164
Fig. 5.9. Flujo de trabajo del FMECA……..165

Fig. 5.10. Primera etapa del flujo de trabajo del FMECA……166
Fig. 5.11. Diagrama de árbol submarino HXT……..167
Fig. 5.12. RBD principales elementos del sistema……...168
Fig. 5.13. Segunda etapa del flujo de trabajo del FMECA……...170
Fig. 5.14. Matriz de criticidad para el análisis FMECA……...173
Fig. 5.15. Segunda etapa del flujo de trabajo del FMECA……...173
Fig. 5.16. Tasa de fallas de los componentes del árbol submarino……..175
Fig. 5.17. Número de fallas y calificación por componente del árbol submarino……176
Fig. 5.18. Modos de falla por componente……...177
Fig. A.1. Configuración típica de la terminación de un pozo costa afuera……...188
Fig. A.2. Cabezal submarino……189
Fig. A.3. Manifold submarino propiedad de Cameron……..189
Fig. A.4. Plantilla submarina propiedad de FMC Technologies……..190
Fig. A.5. Pipeline End Manifold propiedad de Cameron……190
Fig. A.6. Jumper……...190
Fig. A.7. PLET……191
Fig. A.8. In line sled propiedad FMC Technologies……191
Fig. A.9. Risers conectados en distintos sistemas flotantes de producción propiedad Tenaris……191
Fig. A.10. Módulo de control submarino propiedad de Cameron……192
Fig. A.11. Cable umbilical……193
Fig. A.12. Diagrama de operación de los sistemas de control de producción……..193
Fig. A.13. Instrumentos de medición submarina……..194
Fig. A.14. Equipos de procesamiento submarino……194
Fig. C.1. Equipo mudline de conversión instalado……...199
Fig. C.2. Sistema tipo Mudline……200
Fig. C.3. Cabezal Subsea……..201
Fig. C.4. Subsea Wellhead……201

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Estimación de las consecuencias en forma gráfica……25
Tabla 1.2. Estimación de la ocurrencia de los eventos……...26
Tabla 1.3. Matriz de Riesgos……..28
Tabla 2.1. Características de los sistemas de cabezales……..43
Tabla 2.2. Tipos de estranguladores propiedad de Cameron……..61
Tabla 2.3. Clasificación del material de acuerdo a lo establecido en NACE MR0175/ISO 15156……...70
Tabla 2.4. Denominación de la temperatura API 16A/ISO 10423……..70
Tabla 3.1. Técnicas propuestas para el análisis de riesgo y confiabilidad…….82
Tabla 3.2. Guía para el proceso de esfuerzo por fase y nivel de riesgo del proyecto…….84
Tabla 3.3. Ejemplo de una serie de modos de falla generales……..109
Tabla 3.4. Lista de los modos de falla para equipo submarino en la industria petrolera……..110
Tabla 3.5. Ejemplos de posibles causas de falla……...111
Tabla 3.6. Ejemplos de escalas de severidad de los efectos de fallas……...114
Tabla 4.1. Categorías de Riesgos de la EDR……131
Tabla 4.2. Ejemplo de aplicación de los principios básicos de la identificación de peligros……...133
Tabla 4.3. Metodologías para el análisis de riesgos…….134
Tabla 4.4. Valorización de probabilidad de ocurrencia……136
Tabla 4.5. Métrica de probabilidad de ocurrencia……137
Tabla 4.6. Escala cualitativa de las consecuencias de riesgos……..138
Tabla 4.7. Métricas de severidad……..139
Tabla 4.8. Matriz de equivalencia para el análisis de probabilidad……..140
Tabla 4.9. Matriz de equivalencia para la valorización de los impactos……..140
Tabla 4.10. Matriz de riesgos, ejemplo propuesto……141
Tabla 4.11. Matriz de riesgos propuesto en la SIDP……142
Tabla 4.12. Cuadro comparativo de resultados……146
Tabla 5.1. Categorías de la Estructura de Desglose de Riesgos……...154
Tabla 5.2. Listado de los peligros identificados en el árbol submarino por categoría…….155
Tabla 5.3. Métrica de probabilidad de ocurrencia propuesta en aguas profundas……156
Tabla 5.4. Elementos del sistema a considerar…….167
Tabla 5.5. Características de los elementos del sistema……...169
Tabla 5.6. Lista de modos de falla para al árbol submarino y el SCM……171
Tabla 5.7. Métrica de severidad para el análisis FMECA……172
Tabla 5.8. Métrica de frecuencia para el análisis FMECA……...173
Tabla 5.9. Relación de los componentes con mayor tasa de fallas……...178
Tabla 5.10. Componentes con mayor calificación de riesgo……178
Tabla 5.11. Modos de fallas más frecuentes del árbol submarino……179
Tabla 5.12. Componentes del árbol submarino con mayores modos de falla……....179
Tabla 5.13. Fallas del árbol submarino con efectos serios……...180
Tabla 5.14. Fallas del árbol submarino con efectos moderados……...180
Tabla D.1. Simbología empleada en los árboles de falla……..203
Tabla E.1. Lista de riesgos genéricos de la EDR……..205
Tabla F.1. Hoja de resultados HAZID árbol submarino……...209
Tabla F.2. Lista de riesgos priorizada……...211
Tabla F.3. Acciones/medidas para reducir/eliminar los riesgos del árbol submarino……..212
Tabla F.4. Hoja de resultados FMECA árbol submarino HXT……215
Tabla F.5. Acciones de mitigación y/o compensación de las fallas……..219

ACRÓNIMOS

AIR	Abnormal Instrument Reading	Lectura anormal del instrumento
AMV	Annulus Master Valve	Válvula maestra anular
API	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo
ASV	Annulus Swab Valve	Válvula superior de ingreso en espacio anular
AWV	Annulus Wing Valve	Válvula lateral de espacio anular
BEC	-	Bombeo electro-centrífugo
BOP	Blow Out Preventer	Preventores
CCF	Common Cause Failure	Falla de causa común
CIU	Chemical Injection Unit	Unidad de inyección química
CIV	Chemical Injection Valve	Válvula de inyección química
DNV	Det Norske Veritas	-
EDR	-	Estructura de desglose de riesgos
EHXT	Enhanced Horizontal X-Mas Tree	Árbol horizontal mejorado
ELP	External Leakage Process	Fuga externa del fluido del proceso
ELU	External Leakage Utility	Fuga externa de fluidos auxiliares
EPU	Electrical Power Unit	Unidad de potencia eléctrica
ERO	Erratic Output	Salida errática
ETA	Event Tree Analysis	Análisis de árbol de eventos
EVXT	Enhanced Vertical X-Mas Tree	Árbol vertical mejorado
FAT	Factory Acceptance Test	Prueba de aceptación en fábrica
FEED	Front End Engineering Design	Ingeniería básica
FEL	Front End Loading	Metodología de desarrollo de proyectos
FEL-I	-	Visualización
FEL-II	-	Conceptualización
FEL-II	-	Definición
FMEA	Failure Modes And Effects Analysis	Análisis de modos y efectos de las fallas
FMECA	Failure Modes, Effects And Criticality Analysis	Análisis de modo, efectos y criticidad de las fallas
FPSO	Floating Production, Storage And Offloading	Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga
FSO	Floating Storage And Offloading	Sistema flotante de almacenamiento y descarga
FTA	Fault Tree Analysis	Análisis de árbol de fallas
FTC	Fail To Close on demand	Falla para cerrar en demanda
FTF	Fail To Function on demand	Falla en función en demanda
FTL	Fail to Lock/Unlock	Falla en conexión/desconexión en demanda
FTO	Fail To Open on demand	Falla para abrir en demanda
FWR	Fail While Running	Falla durante corrida/operación
HAZID	Hazard Identification	Identificación de peligros
HAZOP	Hazard Operability	Estudios de riesgos y operabilidad
HIO	High Output	Alta salida
HMI	Human Machine Interface	Interface hombre-máquina
HPHT	High Pressure High Temperature	Alta presión, alta temperatura

HPU	Hydraulic Power Unit	Unidad de potencia hidráulica
HRA	Human Reliability Analysis	Análisis de confiabilidad humana
HSE	Health & Safety Executive	-
HXT	Horizontal X-Mas Tree	Árbol horizontal
ILP	Internal Leakage Process	Fuga interna del fluido de proceso
IMP	-	Instituto Mexicano del Petróleo
ILU	Internal Leakage Utility	Fuga interna de fluidos auxiliares
IPC	-	Ingeniería, Procura y Contrucción
IPNP	-	Índice de paros no programados
IWOCS	Installation Workover Control System	Sistema de Control para Instalación y Reparación
KP	Key Process	Procesos clave
LCP	Leakage In Closed Position	Fuga en posición de cerrado
LMV	Lower Master Valve	Válvula maestra inferior
LOB	Loss of Barrier	Pérdida de contención
LOO	Low Output	Baja salida
LOR	Loss of Redundancy	Pérdida de redundancia
MCS	Master Control Station	Estación de control maestra
mmbpd	-	Millones de barriles de petróleo por día
MTBF	Mean Time Between Failure	Tiempo promedio entre fallas
MTBUR	Mean Time Between Unscheduled Removals	Tiempo medio entre intervenciones no programadas
MTTF	Mean Time To Failure	Tiempo promedio para fallar
MTTPM	Mean Time To Preventive Maintenance	Tiempo promedio para el mantenimiento preventivo
MTTR	Mean Time To Repair	Tiempo promedio para reparar
NON	No Immediate Effect	Efecto no inmediato
OTH	Other	Otros
PEP	-	Pemex Exploración y Producción
PLU	Plugged/Choked	Taponamiento o estrangulación
PMV	Production Master Valve	Válvula maestra de producción
POW	Insufficient Power	Energía insuficiente
psia	Pound Square Inch Absolute	Libras sobre pulgada cuadrada absolutas
PSV	Production Swab Valve	Válvula superior de ingreso de producción
PWV	Production Wing Valve	Válvula lateral de producción
RBD	Reliability Block Diagram	Diagrama de bloques de confiabilidad
RCA	Root Cause Analysis	Análisis de causa raíz
ROV	Remotely Operated Vehicle	Vehículo operado remotamente
SCI	Short Circuit	Corto circuito
SCM	Subsea Control Module	Módulo de control submarino
SCSSV	Surface Controlled Subsea Safety Valve	Válvula de tormenta
SDU	Subsea Distribution Unit	Unidad de distribución submarina
SEM	Subsea Electronic Module	Módulo electrónico submarino
SET	Fail to Set/Retrieve	Falla para ajustar o desajustar
SIDP	-	Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos

SIT	System Integration Test	Pruebas de integración de los equipos submarinos
SPE	Society Of Petroleum Engineers	Sociedad de Ingenieros Petroleros
SPO	Spurious Operation	Operación errática o intermitente
SSPA	-	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
STD	Structural Deficiency	Falla estructural
SUTA	System Umbilical Termination Assembly	Ensamble submarino de terminación del umbilical
TH	Tubing Hanger	Colgador de tubería de producción
TP	Tubing Production	Tubería de producción
TR	-	Tubería de revestimiento
TRF	Transmission Failure	Falla en transmisión
TUTA	Topside Umbilical Termination Assembly	Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical
UMV	Upper Master Valve	Válvula maestra superior
VAC	Voltage Alternating Current	Voltaje de corriente alterna
VXT	Vertical X-Mas Tree	Árbol vertical
XOV	Crossover Valve	Válvula de cruce
XT	Christmas Tree	Árbol de producción

BIBLIOGRAFÍA

1. Supan, L. W. (2012). *Deep-water Solutions and Records for Concept Selection.* Offshore Magazine.
2. SPE, FMC Technologies, & Devon. (2005). Deep-water Subsea Completion Systems. *Tree Types and Installation Methods*.
3. Landon Mojica, F. J., & Rodríguez Ramírez, L. G. (2010). *Sistemas Submarinos de Producción*, México, D.F.: IPN. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera
4. González Prado, P. B. (2012). *Tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino de producción*. México, D.F.: UNAM, Facultad de ingeniería. Tesis de Licenciatura en Ingeniería Petrolera
5. Sánchez Silva, M. (2005). *Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos: teoría y aplicaciones en ingeniería*. Bogotá: Uniandes.
6. International Standard Organization (2006). ISO 14224 Second edition 2006. *Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. Suiza: ISO
7. Birolini, D. (2002). *Reliability Engineering: theory and practice*. Springer.
8. British Standards Institution. (1986). BS 5760-0:1986 Reliability of constructed or manufactured products, systems, equipment and components. *Part 0: Introductory guide to reliability*. United Kingdom, 2007
9. Muñoz Abella, M. (2007). *Mantenimiento Industrial*. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid.
10. Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y organismos Subsidiarios. (2008). NRF-018-PEMEX-2007, Rev. 0. *Estudios de Riesgo*.
11. Comisión Nacional de Hidrocarburos (2010). Resolución CNH.12.001/10. *Disposiciones de Seguridad Industrial en Exploración y Explotación de hidrocarburos en aguas profundas*. México, D.F.: CNH
12. Sueiro, G. (2012). Obtenido de Calidad y Confiabilidad: http://avdiaz.files.wordpress.com/2012/06/calidad-y-confiabialidad.pdf
13. PEMEX, Dirección Corporativa de Operaciones. (2008, Octubre 13). 800-16700-DCO-SCM-MT-001, Rev. 0. *Manual Técnico de Confiabilidad Operacional en Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios*. México, D.F.: Petróleos Mexicanos
14. Jardine, I., Jardine B. & Associates Ltd (1987). Advances in Underwater Technology, Ocean Science and Offshore Engineering, Volume 10 Modular Subsea Production Systems. *Production System Design: The Relationship between reliability, redundancy and maintenance philosophy*. Graham & Trotman.
15. Jiménez, A. (2011, Octubre 24). Mantenimiento Latinoamericano. Retrieved Marzo 2012, from *Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad, entendiendo sus diferencias*: http://maintenancela.blogspot.mx/2011/10/confiabilidad-disponibilidad-y.html
16. Melo González, R., Lara Hernández, C., & Jacobo Gordillo, F. (2009). *Reliability-availability-maintainability estimates using a Monte Carlo simulation for a sour gas compression system during the engineering stage*. Ciencia Ed. (IMIQ) vol. 24 núm. 2 pág. 93-104, 2009.
17. Cameron. (2007). Cameron Subsea Systems. *Tree Systems*.

18. IMP. (2006, Febrero). Proyecto C.0082.02.002. "Programa de Entrenamiento de Especialistas PEP-IMP para el fortalecimiento de las capacidades tecnológicas en la explotación en aguas profundas". *Árboles de Producción Submarinos*. México, D.F.: IMP
19. Del Río Hernández, J. A. (2012). *Árboles Submarino de Producción de Hidrocarburos*. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas. México, D.F.: IMP
20. JP KENNY. (2012). *Presentation 1: Trees*. MTS Symposium, Session 9: Seabed Architecture.
21. Mamman, S., Andrawus, J., & Iyalla, I. (2009). SPE 128347. *Improving the reliability of subsea valves*. Paper prepared for presentation at the 33rd Annual SPE International Technical Conference and Exhibition in Abuja, Nigeria, August 3-5, 2009.
22. American Petroleum Institute. (2011, Mayo). ANSI/API SPECIFICATION 17D. *Design and Operation of Subsea Production Systems—Subsea Wellhead and Tree Equipment*. ISO 13628-4 (Identical).
23. FMC Technologies, Inc. (2012). FMC Technologies. Recuperado en Abril 2012, de Subsea Trees: www.fmctechnologies.com/subseatrees
24. SPE (2009). *New Subsea Tree Cap allows for Remote Installation*. Journal of Petroleum Technology.
25. Cameron. (2007). Cameron Subsea Systems. *Subsea Chokes*.
26. Cameron. (2007). Cameron Subsea Systems. *Valves and Actuators*.
27. IMP. (2007). Guideline to Tree Specifications, Rev. 1. *Presentation: Tree Specification*. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas. México, D.F.: IMP
28. M. Roberts-Haritonov, C. Robertson, N. Strutt, J. (2009). OTC 20058. *The Design of Subsea Production Systems for Reliability and Availability*. Paper prepared for presentation at the 2009 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA, 4–7 May 2009
29. American Petroleum Institute. (March 2009). API RP 17N. *Recommended Practice for Subsea Production System Reliability and Technical Risk Management*, First Edition. USA
30. PEMEX PEP (Noviembre de 2009). *Manual del Sistema de Confiabilidad Operacional*, versión 2.
31. Chable Pérez, M., & Pineda Castillejos, J. (2012). *Beneficios obtenidos de la implantación del sistema de confiabilidad operacional en Pemex Exploración y Producción*. Trabajo presentado en el Congreso Mexicano del Petróleo, Septiembre 2012.
32. Hernández Delgado, P. (Julio, 2012*). Modelos para la excelencia operacional*. Trabajo presentado en el XVIII Foro de Avances de la Industria de la Refinación. México D.F.: IMP
33. Melo González, R., & Toledo Matus, H. (28 de noviembre de 2007). *Estudios de confiabilidad aplicados a instalaciones de producción de la industria petrolera*. Trabajo presentado en IX Congreso de Confiabilidad, noviembre 2007, Donostia-San Sebastián, España: Universidad de Navarra, Escuela Superior de Ingenieros.
34. British Standards Institution. (October, 1999). BS EN 61078:1994 Reliability of systems, equipment and components. *Part 9: Guide to the block diagram technique*. United Kingdom, 1999
35. British Standards Institution. (December, 1991). BS 5760-7:1990 Reliability of systems, equipment and components. *Part 7: Guide to fault tree analysis*. United Kingdom, 2000
36. Kuo, C. (2007). *Safety Management and its Maritime Application*. London: Modern Colour Solutions.

37. British Standards Institution. (December, 1999). BS 5760-5:1991 Reliability of systems, equipment and components. *Part 5: Guide to failure modes, effects and criticality analysis (FMEA and FMECA)*. United Kingdom, 1999
38. Health & Safety Executive (2002). *Marine Risk Assessment*. Offshore Technology Report 2001/063. Document prepared by Det Norske Veritas for the Health and Safety Executive.
39. International Standard Organization. (2006). ISO 14224 Second edition. *Failure Modes of Subsea Equipment*, pág. 129
40. Oil Rig Disasters UK. (2002). Recuperated el Julio de 2012, de Offshore Drilling Accidents: http://www.oilrigdisasters.co.uk/
41. Obtenido de:

History's Worst Oil Spills and related media	http://www.history.com/interactives/historys-worst-oil-spills
World's Largest Oil Spills Map	http://geology.com/articles/largest-oil-spills-map/
10 Biggest Oil Spills in History	http://www.popularmechanics.com/science/energy/coal-oil-gas/biggest-oil-spills-in-history#slide-3
Largest oil spills	http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_spills#Largest_oil_spills
Oil Rig Disasters	http://www.oilrigdisasters.co.uk/
Five Notorious ocean oil spills	www.ukrivers.net
Enviromental Research Consulting	http://www.environmental-research.com/index.php
US Departament of the Interior	http://www.doi.gov/index.cfm
Citigroup	http://www.citigroup.com/citi/
BP	http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9036575&contentId=7067541
The Economist	http://www.economist.com/node/16630746

42. Petróleos Mexicanos. (Diciembre, 2011). Manual del Sistema Institucional de Desarrollo de Proyectos de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. Versión 3, Sección 3.8, *Anexo Metodológico para la elaboración del informe de administración de riesgos.*
43. International Standard Organization (November, 2009). ISO 31000 First edition. *Risk Management. Principles and guidelines*. Suiza: ISO
44. Meza, R. (Febrero, 2012). *Taller de análisis de modos de falla, efectos y criticidad de un árbol submarino*. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas. México, D.F.: IMP
45. Det Norske Veritas. (January, 2003). DNV-RP-H101 Recommended Practice. *Risk Management in Marine - and Subsea Operations*. Norway: DNV
46. Jee Limited. (2010). Subsea Systems, Volume one. *Subsea Production Control Equipment –Subsea trees-*, pag. 146. England: Jee Limited 2010.
47. OREDA companies (2002). *Offshore Reliability Data Handbook.* OREDA 2002, 4th. Edition. Norway: Det Norske Veritas.
48. Cameron (2006). “Programa de entrenamiento de especialistas PEP-IMP para la Explotación de Aguas Profundas”. *Subsea Wellhead System. Subsea System Training Module, Chapter 12*. México, D.F.: IMP
49. Pech, Ramses (2012). Obtenido de Nueva normatividad para aguas profundas: http://energiaadebate.com/nueva-normatividad-para-aguas-profundas/