



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**APLICACIÓN DE LA CALIFICACIÓN
DE TECNOLOGÍA PARA EQUIPOS
SUBMARINOS**

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 XAVIER JIMÉNEZ LÓPEZ

D I R E C T O R:

M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA

JUNIO 2014

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo por confiar en mí y haberme proporcionado todas las herramientas necesarias para la elaboración de este trabajo.

Igualmente me gustaría mencionar mi más sincero agradecimiento a la Coordinación de Becas del IMP por todas las facilidades prestadas durante el año en el que elaboré esta tesis.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco desde lo más profundo de mi corazón a mis padres Teresa López del Valle y Carlos Jiménez Velázquez quienes siempre creyeron en mí y desde pequeño me enseñaron que todo es posible, con su ejemplo me impulsaron a superar toda adversidad. Gracias por su apoyo incondicional durante estos años, sin ustedes esto no habría sido posible.

Agradezco infinitamente a mis tíos Marco Antonio Jiménez Aquino y Mónica López del Valle, quienes al iniciar esta etapa de mi vida me recibieron en su casa y me trataron como un hijo, muchas gracias por estar siempre para apoyarme. Los quiero como a mis segundos padres y nunca podré agradecerles todo lo que hicieron por mí.

Agradezco a mi abuelo Felipe López Vieyra, gracias por todos los momentos que pasaste conmigo, siempre serás un gran ejemplo de superación. Logramos superar todos los problemas y estoy agradecido por la gran relación que hemos logrado forjar.

A mi hermano Luis Felipe Jiménez López quien siempre estuvo a mi lado en mis momentos más difíciles y a pesar de todo nunca se rindió y siempre encontró la manera de llegar a mí a través de todas las adversidades.

A mis primos Marco Antonio Jiménez López y Rodrigo Jiménez López quienes durante estos años llegué a conocer ampliamente y ahora quiero como mis hermanos. Gracias por todos los buenos momentos que pasamos.

Quiero agradecer a mis grandes amigos Zurisadai Jiménez Carrizales, Angel Cecilio Lázaro Ramos y Gina Lizeth Marrufo Martínez; gracias a ustedes comprendí que las buenas amistades a pesar de la distancia y el tiempo nunca terminan. Quizas nunca lo notaron pero hubo momentos en los que sus palabras me impulsaron a seguir adelante y finalmente culminar con esta etapa de mi vida.

Agradezco con todo mi cariño a Ana Jessica Torres Pérez, Perla Sarahí Velázquez Bernardo y Lizbeth Yazmín Bruno Salvador, gracias por convertirse en unas amigas tan queridas y por apoyarme durante estos años. Muchas veces trabajamos juntos y demostramos formar el mejor equipo, a pesar de todos los problemas siempre logramos salir adelante y culminar todos los semestres.

Agradezco a la M. I. Ana Bertha González Moreno por todo su tiempo y apoyo para la realización de esta tesis, sin usted este trabajo no habría sido posible. Gracias por haberme guiado durante el desarrollo de este trabajo.

Quizás estas palabras no logren expresar todo el agradecimiento que siento por ustedes, pero como se que me conocen ampliamente sabrán que siempre les estaré agradecido eternamente, posiblemente no se los demuestre pero agradezco infinitamente el haberlos conocido.

¡Gracias!

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	3
INTRODUCCIÓN	5
1. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	7
2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS SUBMARINOS	11
2.1 Sistemas que integran al pozo	11
2.2 Recolectores de producción	14
2.2.1 Manifold	14
2.2.2 Plantilla de producción submarina	14
2.3 Ductos de transporte	16
2.4 Sistemas de control	18
2.4.1 Equipo de control superficial	18
2.4.2 Equipo de control submarino	19
2.4.3 Umbilicales y cables de conexión	20
2.5 Equipo de procesamiento submarino	21
2.5.1 Separación submarina	21
2.5.2 Bombas	21
2.5.3 Compresores	22
2.5.4 Bombeo Electrosumergible	22
3. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN DE TECNOLOGÍA APLICADOS EN LA INDUSTRIA	24
3.1 Evaluación del riesgo	24
3.1.1 Proceso de análisis y evaluación de riesgos	24
3.1.2 Administración de riesgos	26
3.1.3 Metodologías de identificación de peligros	27
3.2 Calificación de tecnología DNV	28
3.2.1 Proceso de calificación tecnológica	28
3.2.2 Bases de la Calificación Tecnológica	29
3.2.3 Evaluación tecnológica	30

3.2.4 Evaluación de la amenaza	31
3.2.5 Plan de Calificación de Tecnología	33
3.2.6 Ejecución del Plan de Calificación de Tecnología.....	36
3.2.7 Evaluación del Funcionamiento	36
3.3 Calificación de nueva tecnología basada en el riesgo	38
3.3.1 Identificación de la nueva tecnología	38
3.3.2 Descripción funcional.....	39
3.3.3 Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas.....	40
3.3.4 Desarrollo del programa de actividades de calificación detalladas	43
3.4 Calificación de equipo submarino (API-17Q)	46
3.4.1 Clasificación de los componentes.....	46
3.4.2 Evaluación del modo de falla	48
3.4.3 Hojas de calificación del producto (PQS).....	49
3.4.4 Requerimientos.....	50
3.5 Calificación técnica de Aker Solutions	51
3.5.1 Requerimientos del sistema y etapa conceptual.....	51
3.5.2 Ingeniería de detalle	53
3.5.3 Ingeniería final	55
3.5.4 Fabricación del equipo.....	57
3.5.5 Ensamble final y pruebas FAT	58
3.5.6 Proceso de producción	59
3.5.7 Participación de un tercero	60
3.5.8 Análisis final.....	60
4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN.....	61
5. APLICACIÓN DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN DE TECNOLOGÍA EN LOS EQUIPOS SUBMARINOS	66
5.1 Marco de referencia	66
5.1.1 Metodología VCD.....	66
5.1.2 IPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción)	68
5.1.3 Operación, Mantenimiento y Abandono.....	68
5.1.4 Calificación tecnológica dentro del proceso de desarrollo de un proyecto	68

5.2 Ejemplos de procesos de calificación	69
5.2.1 Calificación de válvulas submarinas – Petrobas	69
5.2.2 Sistema de separación, bombeo e inyección submarina – Tordis	72
5.2.3 Compresor Submarino	76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFÍA	79
LISTA DE FIGURAS	81
LISTA DE TABLAS.....	82

RESUMEN

La gran demanda y consumo de los hidrocarburos a nivel mundial ha derivado en una rápida declinación de los campos actuales, por lo que en los últimos años se ha incrementado la exploración y explotación de los yacimientos petroleros en aguas profundas y ultra profundas, llegando a alcanzar tirantes de agua de hasta 3,000m. La explotación de estos yacimientos requiere de diseñar equipos que permitan operar a las condiciones metoceanicas y tirantes de agua en condiciones seguras de operación, donde los costos de instalación, mantenimiento y reparación pueden exceder en diez veces a un proyecto en aguas someras.

Los desarrollos de campos en aguas profundas emplean el uso de tecnologías diseñadas específicamente para las condiciones del sitio y propiedades de los fluidos esperados, y que a nivel mundial las compañías operadoras enfocan sus esfuerzos en mejoras tecnológicas del diseño, selección, instalación y operación de los equipos submarinos para altas presiones y temperaturas, transporte del fluido con bacheo severo, sistemas de control con alto nivel de confiabilidad, control y mitigación de problemas de sólidos (arenas, parafinas, asfaltenos, hidratos), manejo y transporte de aceite pesado, tirantes de agua, distancia del campo a la costa o a las plataformas de procesamiento.

Por lo anterior, los objetivos de esta tesis son identificar y analizar los procedimientos de calificación de tecnologías existentes, los cuales permiten comprobar mediante la aportación de evidencia que la tecnología analizada es capaz de operar a las condiciones esperadas con el mínimo riesgo posible.

La tesis está conformada de cinco capítulos, los dos primeros son para entender los conceptos, definiciones y funcionalidad de los equipos submarinos. A partir del capítulo tres se presenta el proceso de calificación y se incluyen algunos ejemplos de aplicación.

En el Capítulo I se proporcionan algunos conceptos básicos que son empleados comúnmente dentro de los procesos de calificación; asimismo, se enlistan algunas abreviaturas empleadas en los equipos submarinos de producción y en las actividades de calificación.

Para la comprensión de la funcionalidad y características de los equipos submarinos, en el Capítulo II se definen cada uno de ellos y se muestran sus características principales.

El Capítulo III presenta cuatro procedimientos de calificación publicados de manera individual por el American Petroleum Institute, Aker Solutions, Det Norske Veritas y Bureau Veritas siendo estos dos últimos, organismos certificadores dentro de la industria petrolera.

Estos procedimientos están estructurados de tal forma que al inicio del proceso de calificación se determina el grado de novedad del equipo y los elementos que presenten mayor riesgo, y así establecer el nivel de calificación requerido, el cual puede ser desde una simple revisión de los requerimientos de dicho equipo hasta un proceso más complejo, que involucra una serie de pruebas y/o análisis para asegurar un alto grado de confianza y seguridad; para ser empleados en futuros desarrollos.

Asimismo, se describe el proceso de la evaluación del riesgo, el cual es empleado para la toma de decisiones. Esta evaluación inicia con la identificación de los peligros potenciales, posteriormente determinar la frecuencia con la que este peligro puede ocurrir durante la vida operativa del equipo y cuáles serán las posibles consecuencias que debe afrontar cuando dicho peligro se presente.

A fin de comprender claramente los procedimientos presentados en el Capítulo IV, se realiza un análisis de dichos procesos y se definirán las ventajas de cada uno.

En el Capítulo V se presenta la metodología VCD (Visualización, Conceptualización, Definición), la cual es aplicada para el desarrollo de proyectos y establecer las actividades previas a iniciar en el proceso de calificación como son, la definición de la problemática y el análisis de las posibles soluciones, a fin de elegir la que implique menor riesgo y menor costo. De igual forma este capítulo contiene algunos ejemplos de calificación de tecnología, uno de estos es realizado por una compañía operadora, cuyo fin es calificar distintas válvulas y determinar cuál de estas se ajusta mejor a sus necesidades.

ABSTRACT

The high demand and consumption of oil worldwide has led to a rapid decline in existing fields, so that is why in recent years the exploration and exploitation of oil fields in deepwaters and ultra deepwaters has increased, reaching up to water depths up to 3000 m. The exploitation from this reservoirs require to design equipment for being able to operate at hard environment conditions and wáter depths in a safe operating way where the installation, maintenance and reparation expenses can be 10 times higher than a shalow water project.

Field developments in deepwaters use technologies specifically designed for every condition and fluid properties, worldwide operator companies focus their efforts on technological improvements in design, selection, installation and operation for subsea equipments for high pressures and temperatures, fluids transportation, controlling systems with high reliability and mitigation of solid issues (sand, paraffins, asphaltenes, hydrates), heavy oil handling and transporting , water depths and distance from fields to the shore or processing platforms.

Therefore, the objectives from this thesis are to identify and analyze the existing technology qualification procedures, which allow to verify with the contribution of evidence that the analized technology is able to operate in the expected conditions with a low risk.

This thesis is compounded by five chapters, the first two are for understanding the concepts, definitions, and functionality of subsea equipments. As from chapter three on we explain the qualification process and included some application examples.

In Chapter I, some basic concepts that are commonly used in qualification processes are provided, additionally some abbreviations used in the subsea production equipments and qualification activities are listed.

To fully understand the functionality and properties of the subsea equipments, we define them and show their main characteristics in Chapter II.

Chapter III presents four qualification procedures individually published by the American Petroleum Institute, Aker Solutions, Det Norske Veritas and Bureau Veritas, in which the last two mentioned are certifying organizations in the oil industry.

These procedures are structured in a way that at the beginning of the process the degree of novelty and the elements that have a higher risk is determined to stablish the level of qualification, from a simple review of the equipment requirements to a more complex process, that involves a series of tests and/or analysis to ensure a high reliability and safety degree for being employed in future developments.

It also describes the process of assessing risks, which is used in decision-making. This evaluation begins with the identification of potential hazards, then the frequency with which this hazard may occur during the operational life is determined and the possible consequences of this hazards are established.

In order to understand the procedures shown in Chapter IV, an analysis of these processes is performed, establishing the benefits of each one.

In Chapter V the VCD methodology is presented, which is applied to project developments and for establishing the previous activities to start the qualification process, such as the establishment of the problema needed and the analysis of potential solutions in order to choose which one involves lower risks and costs. Additionally this chapter includes some technology qualification examples, one of these is carried out by an operator Company whose aim is to qualify several valves and determine which one best meets their needs

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos son la principal fuente de energía a nivel mundial, lo que ha llevado a una explotación excesiva de los campos actuales, por ello para mantener los volúmenes de reservas de hidrocarburos es necesario explotar los yacimientos en aguas profundas mediante tecnología probada o nuevas que garanticen su funcionalidad y confiabilidad a las condiciones de aplicación. La exploración de nuevas áreas continúa avanzando a objetivos cada vez más profundos tanto en tirante de agua como en profundidad de los yacimientos; estos se caracterizan por costos significativamente altos, retos técnicos y probabilidades de falla que debe enfrentar la industria petrolera.

En México, Petróleos Mexicanos, establece la siguiente clasificación para aguas profundas¹⁴:

Tabla 1 Clasificación de Pemex para campos costa afuera

	Aguas Someras	Aguas Profundas	Aguas Ultra Profundas
m	0 – 500	500 – 1,500	> 1,500
ft	< 1,613	1,613 – 5,000	> 5,000

La producción de petróleo costa afuera en el mundo inició en la década de 1930 y desde entonces se ha incrementado de manera gradual. En México, la explotación de hidrocarburos costa afuera inició a finales de 1970 con el descubrimiento del campo Cantarell.

En la actualidad es un reto tecnológico el encontrar un método eficiente para desarrollar el potencial de las reservas encontradas en aguas ultra profundas; algunas de estas áreas son el Golfo de México, Brasil, algunas zonas del Oeste y Este de África, Indonesia e India.

El incremento de los tirantes de agua, junto con el alto costo de las instalaciones superficiales y las condiciones ambientales cada vez más difíciles ha llevado a incrementar el uso de los sistemas submarinos y flotantes de producción.

En el caso de los equipos submarinos la problemática y los retos están asociados con la instalación, operación, mantenimiento y reparación de estos equipos; asegurando que los equipos instalados en el lecho marino sean tecnologías probadas, robustas, modulares, de fácil mantenimiento y altamente confiables, a fin de resistir las condiciones meteoceánicas del lecho marino.

La evaluación y manejo del riesgo es el medio para asegurar la confiabilidad de los equipos una vez instalados, que desde la etapa de diseño hasta su instalación y operación son identificados; es previamente en este punto donde surgen propuestas de mejoras tecnológicas, donde se requieren de un proceso de evaluación, y calificación de la tecnología aplicada para comprobar y verificar mediante la

evidencia documental que esta tecnología cumple las condiciones ambientales y de operación a las cuales serán sometidos los equipos.

Los conceptos de calificación, verificación y validación son muy relevantes dentro del “Programa de Calificación de Tecnología”, pero dado la similitud de sus definiciones pueden causar confusión. Los conceptos de verificar y calificar hacen referencia a un proceso de aprobación, verificar se emplea en casos de menor grado mientras que la calificación se usa cuando el equipo a aprobar posee un alto grado de novedad y por ende un mayor riesgo. La diferencia entre verificar y validar radica en que en el primero la evidencia obtenida se compara con los requerimientos establecidos en el diseños, es decir, con los requerimientos que los fabricantes fijaron al iniciar el diseño y construcción del equipo y/o componentes; mientras que con el segundo, la evidencia será comparada con los requerimientos establecidos por la industria, a través de normas industriales, regulaciones, lineamientos, entre otros.

1. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Análisis GAP: Es un análisis que mide cómo una organización está llevando a cabo su desempeño con respecto a una serie de criterios establecidos con base a normas o procedimientos internos, controles seleccionados, las mejores prácticas de competencia, etc.

Calificación: Es la acción de valorar a través de evidencia documentada que la nueva tecnología o tecnología en campos no probados satisface los requerimientos funcionales del medio ambiente específico.

Confiabilidad: La probabilidad de un elemento o sistema para desarrollar adecuadamente una función bajo condiciones establecidas de uso y mantenimiento por un periodo de tiempo.

Consecuencia: El efecto resultante de un evento físico que puede causar problemas de seguridad, daño ambiental y/o indisponibilidad.

Criterio de aceptación: Criterios que son usados para expresar el nivel de riesgo que se consideran aceptables para las actividades en cuestión.

Criticidad: Es el valor obtenido de multiplicar la probabilidad de ocurrencia o frecuencia del evento por la consecuencia potencial o severidad.

Disponibilidad: Porcentaje de tiempo donde un elemento o sistema desempeña correctamente la función para la cual ha sido diseñado.

Evaluación del riesgo: Es un análisis sistemático del riesgo producido por actividades peligrosas y una evaluación racional de su significado mediante la comparación con predeterminados estándares, niveles de riesgo o criterios de aceptación.

Evento inicial: Falla del hardware, falla del sistema de control, error humano, falla mecánica.

Falla: Fin de la capacidad de un elemento para desarrollar su función (específica) requerida.

Frecuencia: Número de ocurrencias del evento por unidad de tiempo.

GO/NO-GO: Se refieren a pruebas de aprobado/fallo usando dos respectivas condiciones límite o de frontera. La prueba se considera aprobada sólo si la condición para aprobar es satisfecha y además la condición de fallo no se cumple.

International Organization for Standardization (ISO): Fundada en 1947 es el mayor organismo encargado de promover el desarrollo de Normas Internacionales. Estas Normas proporcionan un estado del arte para las especificaciones de

productos, servicios y buenas prácticas promoviendo así una industria más eficiente y efectiva.

Mantenimiento: Capacidad de un elemento o sistema a ser sujeto de mantenimiento.

Mecanismo de falla: Es el mecanismo físico, químico o de otra naturaleza que tiene o conduce a la falla.

Operadora: Compañía con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos. Puede emplearse un contratista de perforación para llevar a cabo la perforación en sí.

Peligro: Cualquier situación, que puede ser una acción o una condición, que tiene el potencial de producir un daño ambiental, problemas de seguridad y/o indisponibilidad.

Probabilidad: La probabilidad de ocurrencia de un evento específico.

Riesgo: La combinación de la probabilidad de falla y la consecuencia de la falla.

Tecnología nueva: Una nueva tecnología o una tecnología existente usada en un nuevo contexto.

Validación: Proceso que demuestra si los datos técnicos y los modelos de ingeniería se encuentran dentro del rango requerido de precisión, el cual es consistente con su uso previsto. La validación tiene por objeto asegurar que mediante la evidencia proporcionada por observaciones, mediciones, pruebas u otros medios se cumple con las expectativas o necesidades para un uso específico o área de aplicación.

Verificación: Proceso que determina el grado en que un procedimiento, tarea, producto físico o modelo se ajusta a sus especificaciones. La verificación tiene por objeto garantizar que la evidencia a través de observaciones, mediciones, pruebas u otros medios coincide con las expectativas planteadas.

Abreviaturas

CFD	Computational Fluid Dynamics	Dinámica de Fluidos Computacional
CIU	Chemical Injection Unit	Unidad de Inyección de Químicos
EFL	Electric Flying Lead	Flying Lead Eléctrico
EPU	Electrical Power Unit	Unidad de Potencia Eléctrica
ESF	Environmental Stress Factor	Factor de Estrés Ambiental
ETA	Event Tree Analysis	Análisis de Árbol de Eventos
FAT	Factory Acceptance Test	Pruebas de Aceptación en Fábrica
FEA	Finite Element Analysis	Análisis de Elemento Finito
FEM	Finite Element Method	Método de Elemento Finito
FLET	Flowline End Termination	Terminación de la Línea de Flujo
FMA	Failure Mode Assessment	Evaluación del Modo de Fallo
FMEA	Failure Modes And Effects Analysis	Análisis de Modos y Efectos de las Fallas
FMECA	Failure Modes, Effects And Criticality Analysis	Análisis de Modos, Efectos y Criticidad de las Fallas
FRACAS	Failure Reporting, Analysis and Corrective Action System	Reporte de Falla, Análisis y Sistemas de Acción Correctiva
FTA	Fault Tree Analysis	Análisis de Árbol de Fallas
HAZID	Hazard Identification	Identificación de Peligros
HAZOP	Hazard Operability	Estudios de Riesgo y Operabilidad
HPU	Hydraulic Power Unit	Unidad de Potencia Hidráulica
IWOCS	Installation and Workover Control System	Sistema de Control de Instalación y Reparación de Pozos
LP	Low Pressure	Presión Baja
MC	Manufacturing Control	Control de Fabricación
MCS	Master Control Station	Estación Maestra de Control
NDT	Non Destructive Testing	Pruebas No Destructivas
OPERA	Operational Problem Analysis	Análisis de Problemas Operacionales
PLEM	Pipeline End Manifold	Tubería Final del Manifold
PLET	Pipeline End Termination	Tubería Final de Terminación
PQS	Product Qualification Sheet	Hoja de Calificación del Producto
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control	Aseguramiento de la Calidad/Control de la Calidad
QFD	Quality Function Deployment	Despliegue de la Función Calidad
RAM	Reliability, Availability and Maintainability	Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad
RBD	Reliability Block Diagrams	Diagrama de Bloque de Confiabilidad
SCM	Subsea Control Module	Módulo de Control Submarino
SCR	Steel Catenary Riser	Riser de Catenaria en Acero
SCM	Subsea Control System	Sistema de Control Submarino
SDU	Subsea Distribution Unit	Unidad de Distribución Submarina

SHE	Safety/Healthy /Environmental	Seguridad/Salud/Medio Ambiente
SIT	System Integracion Test	Pruebas de Integración del Sistema
SUTA	System Umbilical Termination Assembly	Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical
SWIFT	Structure What-If Checklist	Lista de Verificación de Estructura ¿Qué pasa si?
TTR	Tubing Tensioned Riser Topside Umbilical Termination	Riser Rígido Tensionado Ensamble Supérficial de Terminación
TUTA	Assembly	del Umbilical
VEM	Valve Electronics Module	Módulo Electrónico de Válvulas
WP	Work Package	Paquete de trabajo

2. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS SUBMARINOS

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas requiere de sistemas flotantes anclados al fondo marino y/o de sistemas submarinos de producción.

Se considera un sistema submarino de producción al conjunto de equipos, tuberías y conexiones, instaladas sobre el lecho marino, cuyo objetivo es llevar los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta las embarcaciones, plataformas o tierra.

2.1 Sistemas que integran al pozo^{14, 15}

Los sistemas que integran al pozo son los necesarios para llevar a cabo la producción de fluidos desde el yacimiento a través del pozo hasta el lecho marino de forma segura y eficiente.

Terminación

Una vez finalizada la perforación del pozo se procede a realizar la terminación del mismo, el cual tiene como finalidad instalar dentro del pozo las válvulas, herramientas y tuberías de producción conectadas al cabezal submarino de TR y poder conducir los fluidos del yacimiento al lecho marino.

Los componentes de una terminación submarina dependen del diseño y las necesidades que se tengan, dentro de estos componentes pueden mencionarse los empacadores, las válvulas de tormenta y de control, los medidores, los sensores de fondo y las tuberías de producción.

Cabezal submarino de tuberías de revestimiento

El cabezal submarino (Ver Figura 1) es la interfaz entre el pozo y el árbol submarino que se instala en el lecho marino con el objetivo de sostener y sellar el árbol submarino, reforzar al preventor de reventón BOP (Blowout preventor) mientras se está perforando y sellar al colgador de tubería de producción.

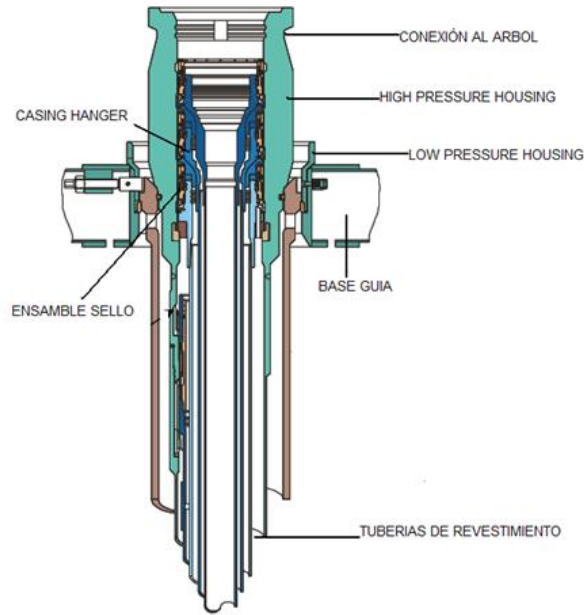


Figura 1. Elementos del cabezal de tubería de revestimiento submarino

Árbol Submarino

Un árbol submarino de producción es el conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad cuyo fin es el de monitorear y controlar la producción. Los árboles pueden ser clasificados de acuerdo a donde se localice el colgador de la tubería de producción. Si es colgador es instalado dentro del cabezal entonces se trata de un árbol vertical o convencional (Figura 2 lado izquierdo) mientras que si el colgador de tubería está dentro del cuerpo del árbol entonces se hablará de uno horizontal (Figura 2 lado derecho).

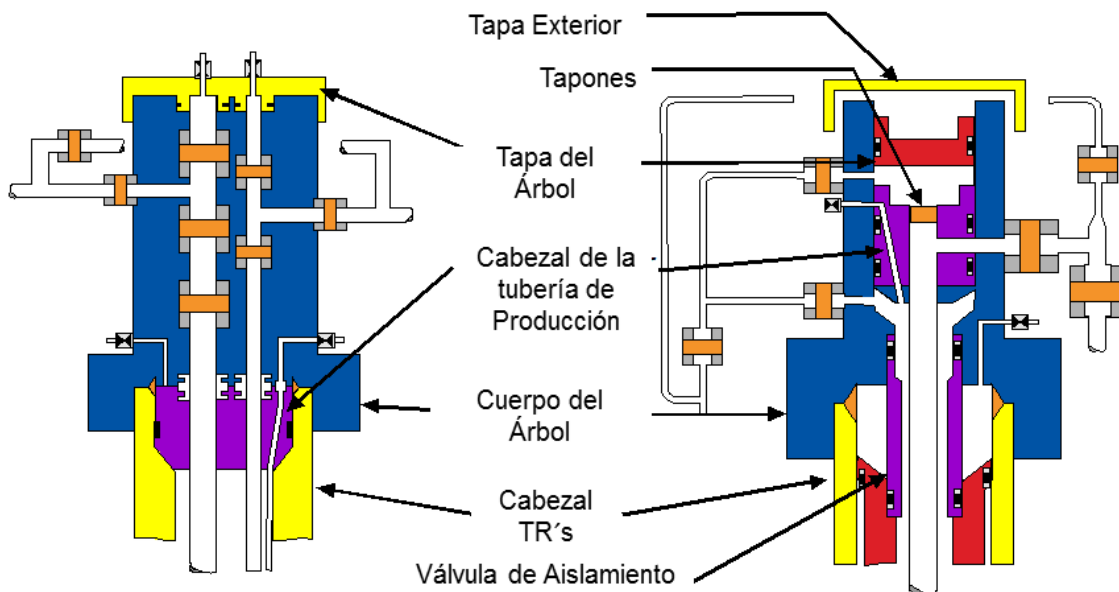


Figura 2. Comparación de los árboles submarinos

Árbol vertical

Este tipo de árbol (Figura 3) es caracterizado por que la ruta del flujo por el colgador de tubería de producción es completamente vertical y las válvulas de entrada están sobre la tubería de producción y del espacio anular.

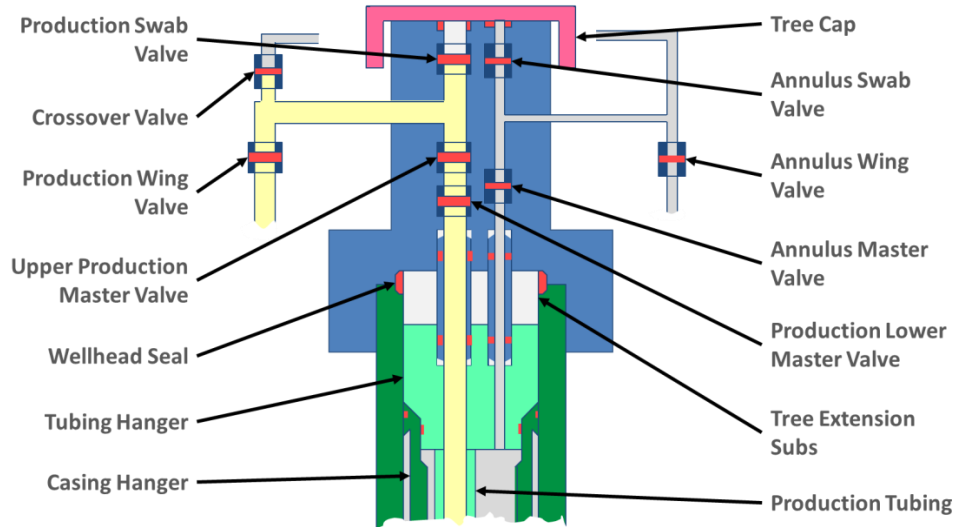


Figura 3. Árbol vertical submarino

Árbol horizontal

El árbol horizontal mostrado en la Figura 4 se distingue porque el colgador de tubería de producción está diseñado para anclarse dentro del cuerpo del árbol y el flujo de la producción es horizontal. Las válvulas de este árbol están todas localizadas al extremo del agujero vertical del árbol. Sus válvulas maestra, lateral y de cruce tienen la misma función que los árboles convencionales.

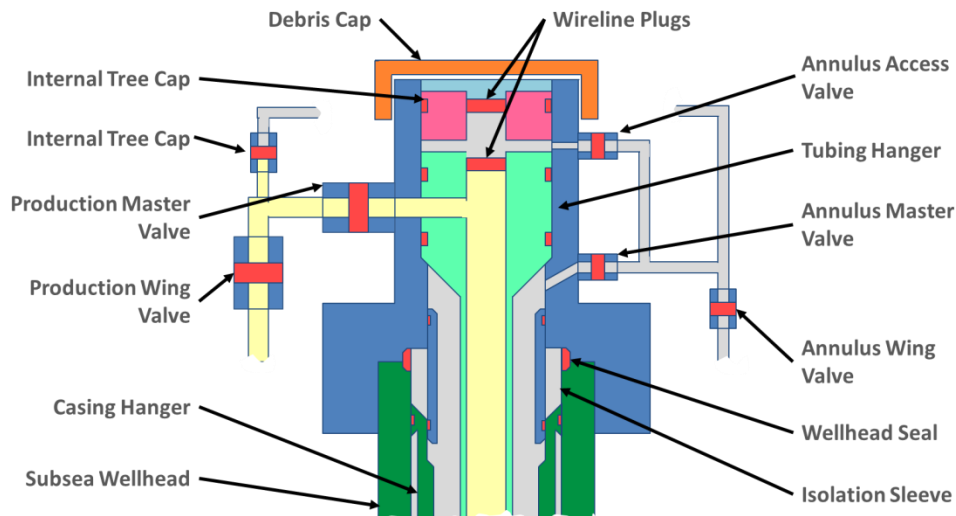


Figura 4. Árbol horizontal submarino

2.2 Recolectores de producción^{14, 15}

2.2.1 Manifold

Es un conjunto de tuberías, válvulas e instrumentos de monitoreo ensamblados en una estructura con el propósito de reunir la producción de varios pozos; están diseñados para permitir la conexión de 4, 6 u 8 slots (Ver Figura 5).

Dependiendo de la función que cumpla existen manifolds de producción, si reciben y distribuyen la producción de gas y crudo; manifold de inyección, que distribuye los fluidos de inyección agua y/o gas.



Figura 5. Manifold en Anadarko Genghis Khan propiedad de FMC Technologies²⁰

2.2.2 Plantilla de producción submarina

Es una estructura de grandes dimensiones constituida de tuberías que permiten albergar a los árboles submarinos. Está compuesto por válvulas de control, sensores, tuberías de diferentes diámetros, medidores, puede o no contar con loop de corrida de diablos. Las plantillas submarinas no son muy utilizadas en los sistemas submarinos debido a la problemática durante la instalación debido al tamaño y peso.

2.2.3 Conectores de producción

Jumper

Ducto de poca longitud utilizado para interconectar ductos de recolección con otras estructuras submarinas o interconectar equipos submarinos entre sí, tales como manifold y árbol submarino. Su comportamiento es estático y puede ser fabricado con tubos flexibles o rígidos (Figura 6).

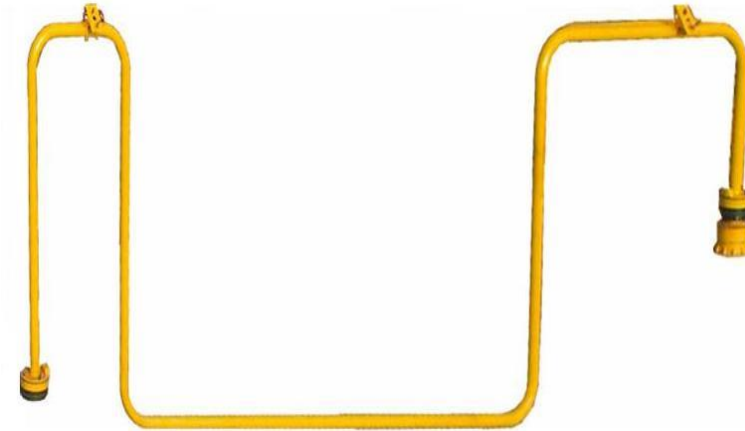


Figura 6. Jumper rígido propiedad de Cameron

PLEM

El Pipeline End Manifold (PLEM) es una estructura de conexión entre tuberías, pozos o manifolds. (Ver Figura 7)



Figura 7. Pipeline End Manifold¹⁸

FLET/PLET

Un Pipe Line End Termination (PLET) es una estructura colocada en el extremo del ducto, contiene un conector vertical que sirve para unir el ducto principal con el jumper rígido o flexible. El PLET se instala con el ducto, también llamado FLET o SLED que sirve como punto de conexión.

Un Flowline End Termination (FLET) tiene como propósito proveer un punto de conexión entre la línea de descarga proveniente del manifold, líneas de flujo o un árbol submarino, usando un jumper de conector. (Ver Figura 8)

Estos dos equipos tienen como función la de servir como punto de conexión entre jumpers, líneas de flujo y líneas principales de producción. La única diferencia entre

estos dos es de acuerdo a su terminología en inglés, pero su uso es similar, unir la producción entre dos campos.

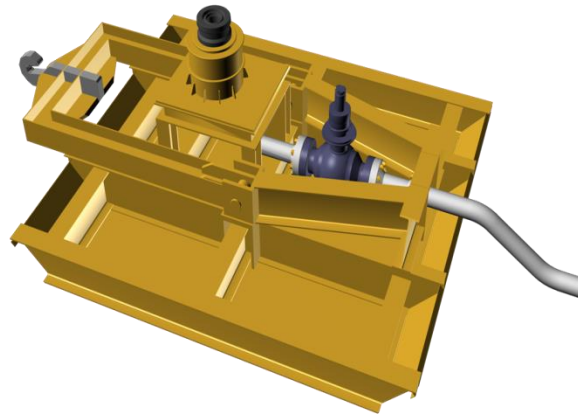


Figura 8. Flowline End Termination

In line Sled

Es un patín de interconexión, instalado conjuntamente con el ducto, constituido de una entrada de flujo, una salida y una válvula que sirve como punto de conexión del ducto de producción, a través de jumpers con otro ducto de recolección, procedente de un pozo u otra línea de producción, tal y como se muestra en la Figura 9.

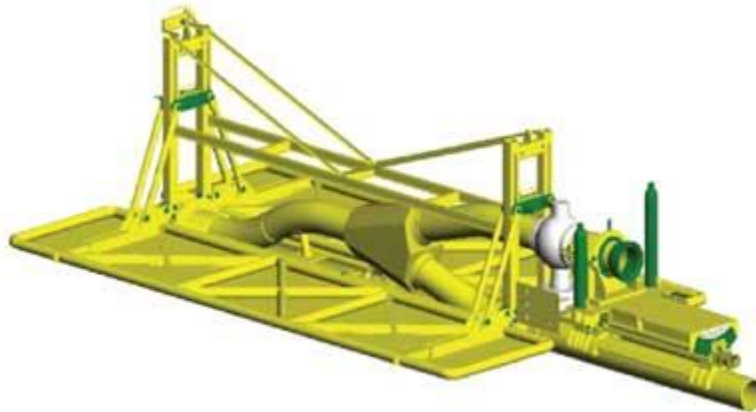


Figura 9. In Line Sled

2.3 Ductos de transporte^{14, 15}

Flexibles

Los ductos flexibles o risers son la conexión de la producción entre las instalaciones superficiales y las submarinas, son el segmento de tubería que se encarga de transportar los hidrocarburos desde el lecho marino hasta las embarcaciones o plataformas de almacenamiento (Ver Figura 10).

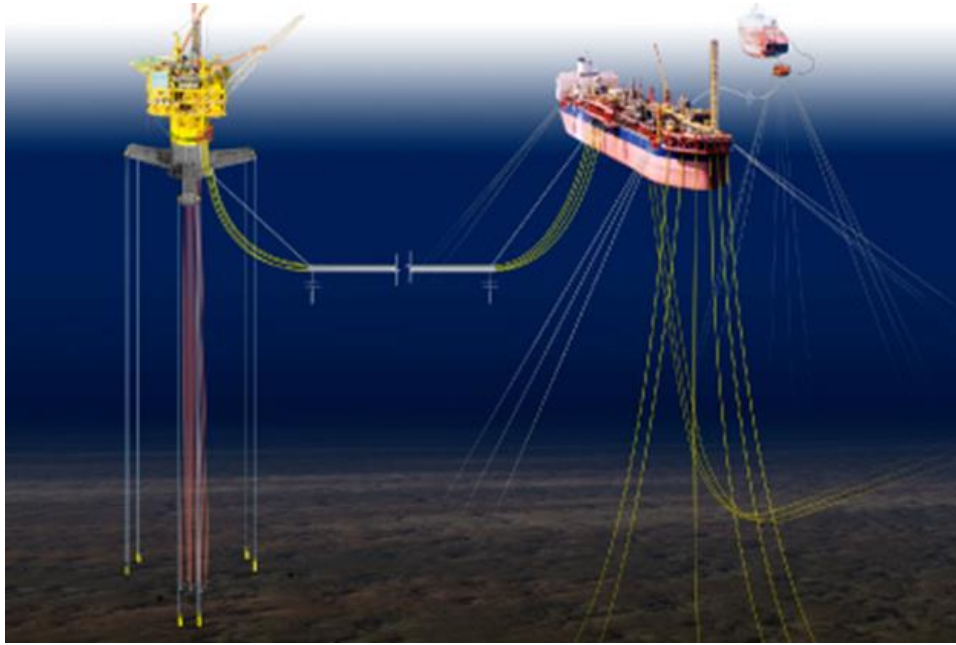


Figura 10. Distintas configuraciones de risers²³

En la actualidad, existen diversos tipos de risers:

- Riser de Catenaria en Acero (SCR): Este tipo de riser es simplemente una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria. Se utiliza especialmente en plataformas semisumergibles.
- Riser flexible: Puede ser utilizado en aguas profundas, ya que incluye materiales compuestos, aislamiento térmico y nuevas configuraciones con el fin de reducir el peso y las cargas.
- Riser Rígido Tensionado (TTR): Tiene dos tipos de arreglos: el sistema de barril sencillo, el cual consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna; y el sistema de doble barril, que consiste en dos tuberías de revestimiento concéntricas junto con la tubería de producción.
- Riser Híbrido: Consisten en un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos y jumpers flexibles que fungen como la interfaz entre la parte superior del riser y la unidad flotante.

Rígidos

Son tuberías rígidas con características especiales encargadas de la distribución de la producción sobre el lecho marino desde el equipamiento submarino hasta los risers o instalaciones en tierra. Pueden distinguirse dos tipos de tuberías: las líneas de flujo (flowlines) que llevan la producción dentro del campo o arquitectura, y las líneas de producción principales (pipelines) que se encargan de transportar el hidrocarburo fuera de la arquitectura hacia la plataforma o tierra.

2.4 Sistemas de control^{14, 15}

Los sistemas de control son los equipos tanto submarinos como superficiales necesarios para controlar el manejo de los equipos submarinos de producción; estos pueden ser medidores, detectores, sensores de apertura y cierre, etc. En la Figura 11 se muestra un diagrama de conexión de los sistemas de control más comunes, mismos que se describen en las siguientes secciones.

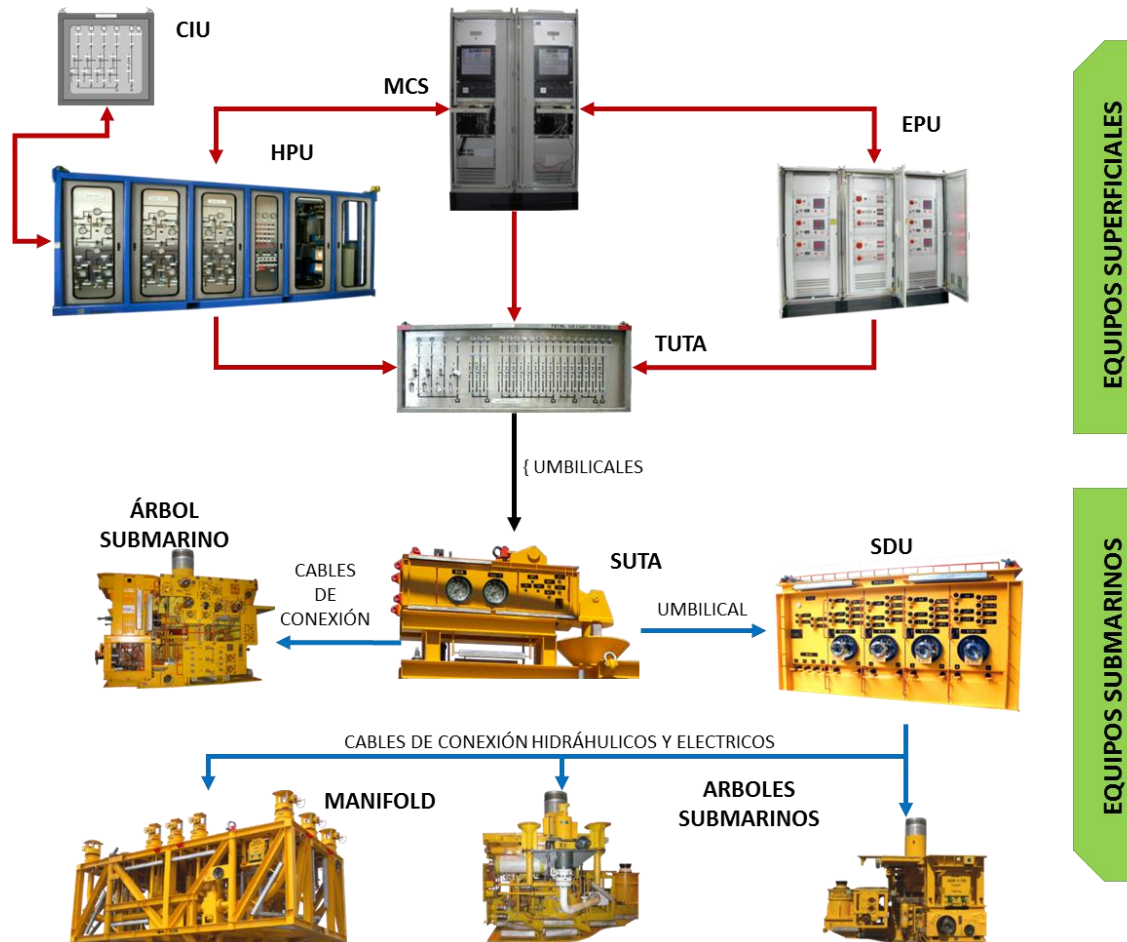


Figura 11. Diagrama de la conexión de los equipos de control (Propiedad de Cameron)¹⁴

2.4.1 Equipo de control superficial

Estación maestra de control (MCS)

Tiene como función generar comandos de control para transmitir la energía (hidráulica y eléctrica) a los equipos de control submarino, implementar enlaces entre los sistemas y registrar datos; se compone de dos sistemas separados que trabajan simultáneamente, uno monitorea los sistemas superficiales y el otro los sistemas submarinos.

Unidad de potencia hidráulica (HPU)

Es la encargada de suministrar el fluido hidráulico a baja y alta presión; cabe mencionar que este equipo es independiente de los demás equipos de control superficial.

Unidad de potencia eléctrica (EPU)

Es la encargada de suministrar y proveer la energía, no solo a los equipos submarinos de control, sino también a los superficiales como son la estación maestra de control (MCS) y la unidad de potencia hidráulica (HPU).

Unidad de inyección química (CIU)

La unidad de inyección química es el equipo encargado de suministrar los químicos inyectados al equipo submarino con el fin de prevenir la formación de sólidos que puedan afectar la producción.

Ensamble superficial de terminación del umbilical (TUTA)

Las TUTA está compuesta por un conjunto de tubos, bloque de válvulas, entradas hidráulicas, e instrumentación que tienen como función dirigir los fluidos químicos e hidráulicos al umbilical. Asimismo esta unidad incorpora módulos de conexión para los cables de energía eléctrica y los de comunicación. Todos los equipos superficiales de control mencionados anteriormente son conectados a esta unidad de terminación.

2.4.2 Equipo de control submarino

Módulo de control submarino (SCM)

El módulo de control es el corazón de los equipos submarinos que se encarga de controlar y monitorear los actuadores de las válvulas, los transmisores, sensores, medidores y los diversos componentes.

Ensamble submarino de terminación umbilical (SUTA)

La SUTA es un equipo compuesto de tubos conjuntamente ensamblados en el punto final del umbilical, con el fin de suministrar, distribuir y controlar las funciones hidráulicas, químicas, eléctricas, a través del SDU y flying leads al módulo de control submarino.

Unidad de distribución submarina (SDU)

Es un equipo que contiene pequeños tubos que distribuyen los fluidos hidráulicos, químicos y energía eléctrica, recibidos a través del umbilical de control a la SUTA.

2.4.3 Umbilicales y cables de conexión

Umbilicales

Es una línea flexible recubierta de poliuretano (Ver Figura 12) que se encarga de transportar la energía (eléctrica e hidráulica), la inyección de químicos (si es necesario) y el transporte de señales de monitoreo y control enviados desde la superficie a la SUTA.

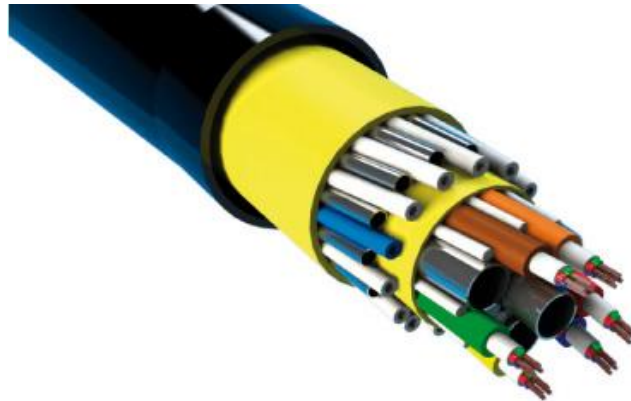


Figura 12. Configuración del umbilical

Cables de conexión hidráulicos y eléctricos (Flying leads)

Es un cable “tipo manguera” compuesto de múltiples conductores flexibles o semiflexibles que contienen a los fluidos hidráulicos o cables eléctricos (incluye cables de fibra óptica), conectados en los equipos y módulo de control submarino, con el propósito de distribuir y controlar en forma conjunta o independiente las señales y operaciones de control. (Ver Figura 13)

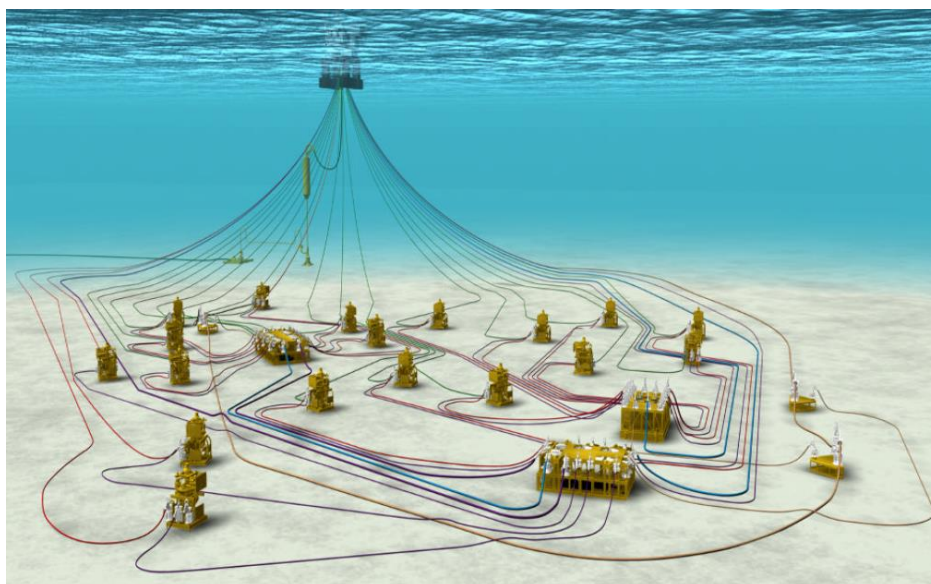


Figura 13. Cables de conexión entre el equipo de producción y control submarino⁸

2.5 Equipo de procesamiento submarino^{14, 15}

El procesamiento submarino se entiende como cualquier actividad de separación o reforzamiento de energía de los fluidos producidos, que se realiza con la instalación de equipos ya sea dentro del pozo o en la mayoría de las ocasiones sobre el lecho marino. La aplicación de estas tecnologías se ha convertido en una solución viable para campos alejados, o localizados en áreas con severas condiciones

2.5.1 Separación submarina

La separación submarina es un equipo estático diseñado para operar sobre el lecho marino, y utilizado para separar los fluidos no estabilizados provenientes directamente del pozo; la descarga de líquido es bombeada hacia las instalaciones superficiales, ubicadas normalmente en menor tirante de agua o podría ser inyectada directamente a pozos.

La separación se realiza por etapas y por diversos métodos; los separadores se clasifican normalmente por las fases que separan o por el método que utilizan. En la Figura 14 se muestra el diseño de un sistema de separación submarina.



Figura 14. Unidad de separación submarina¹¹

2.5.2 Bombas

Las bombas son los equipos más utilizados en el procesamiento; se encargan de aumentar la energía del fluido, logrando una mayor presión, mayor velocidad y un mejor régimen de flujo, obteniendo como resultado un mejoramiento en la producción de hidrocarburos.

Un reto al que se enfrenta la industria petrolera es la producción de fluidos multifásicos; esto llevó al desarrollo para flujo multifásico. En la Figura 15 se puede observar una unidad de bombeo submarino.

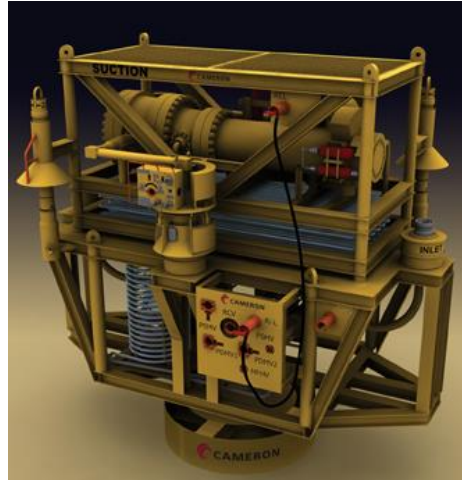


Figura 15. Unidad de bombeo propiedad de Cameron¹¹

Bombas multifásicas

El uso actual del bombeo multifásico submarino representa una manera de dejar de lado la separación submarina al llevar la corriente no estabilizada de pozos hacia instalaciones superficiales, donde puede procesarse más fácil y económicamente.

Bombas monofásicas

Con el fin de lograr un mejor tratamiento e inyección de fluidos en los yacimientos costa afuera, este tipo de tecnología puede estar incluida en equipos de separación submarina, como complemento a equipos más sofisticados y complejos.

Las bombas monofásicas son utilizadas principalmente para la inyección de agua producida y/o agua de mar, en los procesos de mantenimiento de la presión del yacimiento, considerando un sistema de tratamiento del agua. Generalmente, estas bombas son de tipo centrifugas.

2.5.3 Compresores

Como resultado de la tecnología de procesamiento submarino, la compresión de gas ha madurado paulatinamente para aplicaciones de gas seco, siendo el mayor reto la compresión de gas húmedo. La compresión de gas húmedo, es un sistema utilizado para aumentar la presión del gas, ya sea a la superficie, o inyectándolo al yacimiento.

2.5.4 Bombeo Electrosumergible

El fluido producido desde un yacimiento de aguas profundas experimenta cambios de presión y temperatura significativos a medida que se desplaza desde el espacio poroso hasta la tubería de producción. La presión del yacimiento impulsa los fluidos desde el espacio poroso de la formación hasta la zona baja de presión de un pozo. Dentro del pozo, puede ser necesario implementar algún sistema de levantamiento

artificial para llevar los fluidos al cabezal o árbol de producción submarino. En estos casos, se puede emplear un sistema de bombeo electrosumergible

Las paletas de las turbinas alojadas dentro de un sistema de bombeo electrosumergible someten a los fluidos al efecto de fuerza centrífuga comprimiendolos. Un sistema de bombeo electrosumergible utiliza los fluidos del yacimiento para enfriar su motor eléctrico, el cojinete de empuje y la bomba; la cantidad exacta de calor intercambiado depende de variables tales como la composición del fluido y la eficiencia del sistema mecánico.

3. DESCRIPCIÓN DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN DE TECNOLOGÍA APLICADOS EN LA INDUSTRIA

Existen distintas compañías certificadoras, operadoras y fabricantes de equipos que emiten procedimientos o recomendaciones para realizar la calificación de tecnología. Pueden mencionarse los siguientes procedimientos:

1. DNV-RP-A203 emitida por Det Norske Veritas en Julio de 2013.
2. Guidance Note NI 525 emitida por Bureau Veritas en 2010.
3. API RP 17Q emitida por el American Petroleum Institute.
4. Metodología para la calificación técnica de Aker Solutions.

Ahora bien, en los procesos de calificación se requiere de una etapa de evaluación del riesgo a fin de identificar los componentes que representan una mayor amenaza; por lo tanto previo a la descripción de los procedimientos referidos se proporcionará una breve introducción a la evaluación del riesgo.

3.1 Evaluación del riesgo¹⁶

Cuando en un proceso existe la posibilidad de que ocurran sucesos 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, podemos entender el riesgo como: “La probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados bajo una situación dada, dentro de un periodo determinado y que puede tener consecuencias negativas o fatales”¹⁹.

3.1.1 Proceso de análisis y evaluación de riesgos

En todas las industrias como en los países, existen diferentes metodologías para el análisis de riesgos. En México, los organismos reguladores estipulan un modelo de análisis y evaluación de riesgos de acuerdo con las siguientes etapas mostradas en la Figura 16.

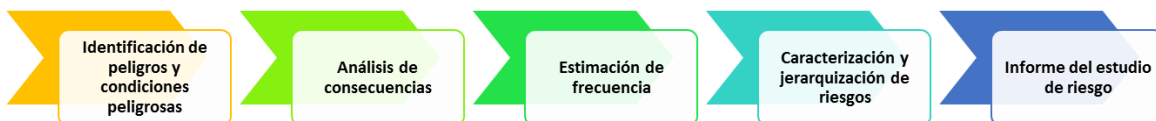


Figura 16. Etapas para la evaluación de riesgo¹⁹

Identificación de peligros y condiciones peligrosas

En la etapa de la identificación y reconocimiento de peligros y condiciones peligrosas, se deben aplicar las metodologías reconocidas como: “¿qué pasa si?”, Estudios de riesgos y operabilidad (HAZOP), Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA), Análisis de árbol de fallas (FTA), entre otros, para el desarrollo de posibles escenarios en los cuales puede ocurrir un evento no deseado.

Los análisis deben considerar la complejidad de las instalaciones y los procesos, así como las premisas causales de los eventos.

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 derivados de la carencia o pérdida de controles, de ingeniería, administrativos o de personal.

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 cuándo pueden ocurrir, ya sea de manera cualitativa o cuantitativa.

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 (AAT), Árbol de Eventos (AAE), Análisis de confiabilidad humana (ACH), Análisis de las fallas con causa común (FCC), o la combinación de ellas según sea el caso.

Caracterización y jerarquización de eventos

Para ejercer las acciones preventivas o planes emergentes para mitigar los riesgos, es importante haberlos caracterizado conforme a su consecuencia y su frecuencia; 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.

En función de 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. En la Figura 17 se muestra un ejemplo de dicha categorización.

		Despreciable	Moderada	Significativa	Sustancial	Excepcional
FRECUENCIA	Muy alta	B	B	A	A	A
	Alta	C	B	B	A	A
	Media	C	C	B	B	A
	Baja	D	C	C	B	B
	Muy baja	D	D	C	C	B
		CONSECUENCIA				

Figura 17. Ejemplo de matriz de riesgo¹⁶

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.

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

3.1.2 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 el análisis de las opciones de control, considerando aspectos legales, sociales y económicos.

En conjunto son una serie de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de ocurrencia de daños, 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 administrar de manera óptima la información necesaria y disponible de los riesgos para su estudio y análisis.

- 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 desee llevar el estudio.
- b) Análisis y evaluación de riesgos. Para determinar la importancia de un riesgo, es esencial analizar la situación, estimar la magnitud del riesgo y obtener una conclusión. La evaluación de riesgo es el proceso que determina dónde será asignado un peligro en una escala de riesgo, normalmente es adecuado a las circunstancias.
- 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 riesgo.

- d) Monitoreo. Es una parte planeada del proceso de administración de riesgos, el cual toma en cuenta supervisiones y pruebas regulares.

3.1.3 Metodologías de identificación de peligros

Existen diferentes metodologías de identificación de peligros empleadas como parte del proceso de evaluación de riesgos. A continuación se muestran algunos de estos métodos:

- a) What if (¿Qué pasa si?). La técnica involucra el análisis de las desviaciones posibles de diseño, construcción, modificación u operación, así como cualquier preocupación acerca de la seguridad del proceso. Promueve la lluvia de ideas acerca de escenarios hipotéticos con el potencial de causar consecuencias de interés (eventos no deseados con impactos negativos).
- b) HAZID (Análisis de identificación de riesgos). Es usada para identificar y evaluar riesgos cuando los procedimientos de operación han sido 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 representados inicialmente en la operación.
- c) HAZOP (Estudios de riesgos y operabilidad). Identifica y evalúa riesgos en instalaciones de procesos, así como identifica problemas de operatividad que a pesar de no ser peligrosos podrían comprometer la capacidad de producción de la instalación (cantidad, calidad y tiempo).
- d) FMEA (Análisis de los modos y efectos de las fallas). Es una técnica estructurada revisada con el propósito de identificar y analizar todos los modos de falla significantes y efectos asociados con el sistema bajo consideración. Los resultados deben ser una lista de referencia sistemática y cualitativa del equipo, modos de falla y efectos, que incluya un estimado de los peores casos de acuerdo a las consecuencias que resulten de las fallas individuales.
- e) FTA (Análisis de árbol de fallas). Es una técnica organizada de la representación gráfica de las condiciones o factores causantes o contribuyentes en la ocurrencia de un evento específico no deseado, referido como “evento principal”. El objetivo de la representación es comprender, analizar y clasificar los factores clave en el análisis de desempeño de los sistemas, equipos o procesos.
- f) ETA (Análisis de árbol de eventos). Es un modelo lógico gráfico que identifica y cuantifica los posibles resultados de un evento iniciante. Proporciona una cobertura sistemática de la secuencia de propagación de eventos, a través de una serie de acciones de los sistemas de protección, funciones normales de la instalación, e intervenciones del operador.

3.2 Calificación de tecnología DNV¹⁹

El objetivo de esta práctica recomendada es proporcionar un enfoque sistemático a la calificación de nueva tecnología. La implementación de nueva tecnología introduce incertidumbres que implican un riesgo para sus desarrolladores, fabricantes, operadores y/o usuarios finales; esta práctica recomendada muestra cómo manejar el riesgo al proporcionar evidencia que reduzca estas incertidumbres.

3.2.1 Proceso de calificación tecnológica

El proceso básico de calificación tecnológica, comprende los pasos principales mostrados en la Figura 18 y descritos más adelante.

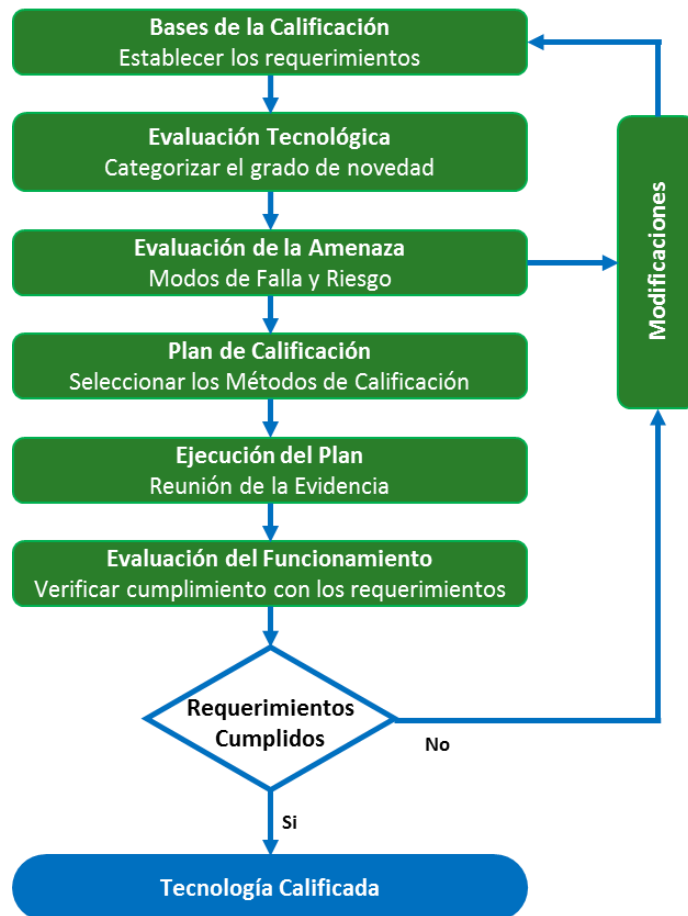


Figura 18. Pasos básicos del proceso de calificación tecnológica⁹

- Bases de la Calificación Tecnológica: Establecer las bases de la calificación identificando las funciones, propósito, expectativas y los objetivos de la tecnología.
- Evaluación Tecnológica: Evaluar la tecnología al categorizarla por su grado de novedad para centrar los esfuerzos donde la incertidumbre es más significativa e identificar los retos clave.

- Evaluación de la Amenaza: Evaluar la amenaza e identificar los modos de falla y sus riesgos.
- Plan de Calificación de Tecnología: Desarrollo de un plan que contenga las actividades de calificación necesarias para dirigir los riesgos identificados.
- Ejecución del Plan: Ejecutar las actividades especificadas en el Plan de Calificación Tecnológica. La evidencia es reunida a través de la experiencia, análisis numéricos y pruebas.
- Evaluación del funcionamiento: Evaluar si la evidencia reunida cumple con los requerimientos de las Bases de la Calificación Tecnológica.

Cada paso de este proceso será documentado. El nivel de detalle requerido para la documentación tiende a incrementarse conforme se avanza en el Proceso de Calificación Tecnológica.

3.2.2 Bases de la Calificación Tecnológica

El propósito de las Bases de la Calificación Tecnológica es proporcionar un conjunto de criterios contra los cuales todas las actividades de calificación y decisiones serán evaluadas. Las Bases de la Calificación Tecnológica describirán la tecnología, definirán como será usada, el ambiente en el cual se pretende usar, especificar sus funciones requeridas, los criterios de aceptación y las expectativas de su funcionamiento.

La tecnología a ser calificada debe ser completamente descrita a través de textos, datos calculados, dibujos y otros documentos relevantes. Es importante que se establezcan la descripción funcional y las limitantes de la tecnología así como definir claramente todas las interfaces del sistema. Esta especificación identificará todas las fases de vida previstas de la nueva tecnología y sus parámetros críticos. Debe incluir al menos los siguientes puntos:

- Clasificación y/o requisitos regulatorios.
- Descripción general del sistema.
- Estándares y prácticas de la industria, o partes de ellos destinados a ser usados para la calificación.
- Estrategia de operación y mantenimiento.
- Funciones del sistema y limitaciones funcionales.
- Principios fundamentales para almacenamiento, transportación, instalación, acondicionamiento, operación y abandono.
- Principios fundamentales para fabricación y aseguramiento de la calidad.

Las Bases de la Calificación Tecnológica expresarán el estado de la calificación de la tecnología y las etapas restantes para terminar la calificación tecnológica. Estas etapas se establecerán en términos cuantificables, asimismo se especificarán los criterios de aceptación relevantes:

- Confiabilidad, disponibilidad, y objetivos de mantenibilidad.

- Requisitos de seguridad, salud y medio ambiente (SHE).
- Requisitos funcionales e información principal cuantificando las expectativas de la tecnología.

3.2.3 Evaluación tecnológica

El propósito de la Evaluación Tecnológica es determinar cuáles elementos involucran a la nueva tecnología e identificar sus retos clave e incertidumbres.

Las Bases de la Calificación Tecnológica conforman la entrada a la Evaluación Tecnológica, la salida es un inventario de los elementos de la tecnología nuevos y sus principales retos e incertidumbres. La Evaluación Tecnológica incluirá los siguientes pasos:

- Análisis de los elementos que componen el equipo/sistema.
- Categorización de la tecnología.
- Identificación de los principales retos e incertidumbres.

Análisis de los componentes, funciones y sub funciones del sistema

Para tener una mejor comprensión del sistema es necesario realizar una evaluación de todos los componentes que lo integran y la(s) función(es) que cada uno de estos desempeñan a fin de proporcionar un medio de comunicación entre el personal de trabajo de las distintas disciplinas.

Dentro del análisis de los componentes y sus funciones, se deben incluir:

- Funciones y sub funciones.
- Subsistemas y componentes con funciones.
- Secuencia de procesos u operaciones.
- Fases de ejecución del proyecto, con base a procedimientos para fabricación, instalación y operación.

Categorización de la tecnología

La nueva tecnología regularmente parte de tecnologías existentes probadas. Normalmente sólo algunos elementos del sistema y/o equipo son nuevos, por lo que la incertidumbre se asocia principalmente a estos elementos.

Para centrar esfuerzos donde la incertidumbre es mayor, se usa la categorización de novedad indicada la Tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de la tecnología de acuerdo a Det Norske Veritas

Área de Aplicación	Grado de novedad de la tecnología		
	Probada	Historia de Campo Limitada	Nueva
Conocida	1	2	3
Información limitada	2	3	4
Nueva	3	4	4

La tecnología en la categoría 1 es tecnología probada, donde los métodos ya probados para la calificación, las pruebas, los cálculos y los análisis pueden ser usados para proporcionar la evidencia de calificación requerida.

Elementos en la categoría 2 a 4 son definidos como una nueva tecnología, los cuales tienen un alto grado de incertidumbre técnica. Los elementos ubicados en esta categoría serán calificados de acuerdo al proceso descrito en la Figura 18.

Identificación de los principales retos e incertidumbres

Los principales retos e incertidumbres asociados a la nueva tecnología serán identificados como parte de la Evaluación Tecnológica. Para sistemas complejos, se recomienda que los principales retos e incertidumbres sean identificados llevando a cabo un nivel alto de HAZID (Hazard Identification).

3.2.4 Evaluación de la amenaza

El objetivo de este paso es identificar todos los modos de falla que se consideren más importantes, dedicando especial atención a los mecanismos de falla de los elementos nuevos. Los datos de entrada de esta etapa son las bases de la calificación tecnológica.

De esta etapa se obtendrá un registro de los modos de fallas identificadas y su riesgo asociado, los cuáles serán clasificados con base a su riesgo (definido por la probabilidad de ocurrencia y su consecuencia) o en su contribución al riesgo del sistema.

El personal calificado identificará todos los modos de falla potenciales, incluyendo las causas de origen y su mecanismos de falla, asimismo realizarán la evaluación de la probabilidad y la consecuencia de las fallas; se establecerán y describirán una aproximación sistemática para la identificación de todos los posibles modos de falla y su mecanismo de falla asociado. Para cada modo de falla identificado, se establecerá una probabilidad de falla.

En las fases tempranas del desarrollo tecnológico se pueden usar medidas cualitativas y conforme se avanza en el proceso de calificación de tecnología se recolectará evidencia cuantitativa para demostrar que se ha cumplido con las bases de la calificación tecnológica. La evidencia cuantitativa de la probabilidad de falla será en base a la documentación obtenida de:

- Resultados de pruebas
- Análisis numéricos en base a métodos reconocidos
- Experiencias relevantes documentadas
- Juicios de ingeniería por personal calificado

Cuando la probabilidad de falla (p_f) sea de forma cualitativa deberá ser elegida de manera individual para cada proyecto usando juicios de expertos y experiencias

previas. A continuación, en la Tabla 3 se puede observar un ejemplo de los tipos de probabilidad cualitativa.

Tabla 3. Ejemplo de niveles de probabilidad cualitativa

No.	Descripción
1	Falla no esperada ($p_f < 10^{-4}$)
2	Un incidente ha ocurrido en la industria o industria relacionada ($10^{-4} < p_f < 10^{-3}$)
3	Ha experimentado por la mayoría de los operadores ($10^{-3} < p_f < 10^{-2}$)
4	Ocurre varias veces al año por operador ($10^{-2} < p_f < 10^{-1}$)
5	Ocurre varias veces al año por instalación ($10^{-1} < p_f$)

Evaluación del riesgo

Se puede usar un método cualitativo para determinar los niveles de riesgo, con el fin de clasificarlo y centrar los esfuerzos de calificación donde los beneficios sean mayores. El riesgo es categorizado e ilustrado en la Figura 19.

		Incremento de la probabilidad				
		1	2	3	4	5
Incremento de la severidad	1	B	B	B	M	M
	2	B	B	M	M	M
	3	B	M	M	M	A
	4	M	M	M	A	A
	5	M	M	A	A	A

Figura 19. Matriz de riesgo (B=Bajo, M=Medio, A=Alto)⁹

Los modos de falla son clasificados de acuerdo a la categoría del riesgo y deben ajustarse para cada caso de estudio. Los modos de falla con riesgo medio y alto son considerados críticos y por lo tanto deben ser cubiertos por el Plan de Calificación de Tecnología. Los modos de falla con riesgo bajo pueden ser finalizados con base a una valoración cualitativa por el personal calificado; cabe mencionar que a pesar de que estos modos de fallas no representan un peligro grave, no serán eliminados de la lista de posibles modos de falla.

Consecuencia de la falla

Las consecuencias de falla serán detalladas para:

- Las funciones de la nueva tecnología.
- Impacto para las interfaces alrededor del sistema.
- Operación y reparación.

- Seguridad, salud y medio ambiente (SHE).

Es recomendable que estas consecuencias sean registradas y estimadas en pérdidas monetarias, como una forma de ayudar al equipo de calificación para relacionar la magnitud del riesgo al costo.

3.2.5 Plan de Calificación de Tecnología

La elaboración del Plan de Calificación de Tecnología es un proceso iterativo, donde se seleccionará el método de calificación, con el fin de proporcionar la evidencia necesaria para manejar los modos de falla más críticos identificados en las etapas anteriores.

El desarrollo del Plan de Calificación de Tecnología consiste de las siguientes actividades principales:

- Planeación de alto nivel para implementar una estrategia de calificación.
- Análisis y selección del método de calificación que provea la evidencia de cada modo de falla.
- Desarrollo de un razonamiento que relacione la evidencia proporcionada por el método de calificación y los requisitos establecidos en las Bases de la Calificación Tecnológica.
- Desarrollo detallado de las actividades de calificación.

El método de calificación que sea seleccionado debe ser ampliamente detallado para llevar a cabo todas las actividades necesarias para proporcionar la evidencia para cada modo de falla identificado, de manera que se muestre que los requisitos establecidos en las Bases de Calificación Tecnológica han sido cumplidos.

Si el objetivo establecido en las Bases de Calificación Tecnológica es una confiabilidad cuantitativa, entonces se requiere un método cuantitativo para documentar el cumplimiento del objetivo. Los siguientes métodos pueden ser usados por separado o en conjunto para proporcionar la evidencia de la calificación:

- Análisis, juicios de ingeniería de experiencias previas con equipo y condiciones operativas similares.
- Métodos analíticos, como manual de soluciones, métodos estándar existentes, correlaciones empíricas o fórmulas matemáticas.
- Métodos numéricos, tales como modelos de simulación de procesos, dinámica de fluidos en computadora, análisis de elemento finito, modelos de corrosión, etc.
- Métodos experimentales.
- Inspecciones para comprobar el cumplimiento de las especificaciones o validación de los requerimientos.
- Desarrollo de nuevos requerimientos de aseguramiento de la calidad en la fabricación/ensamble.

- Desarrollo de requisitos de inspección, mantenimiento y reparación.
- Desarrollo de políticas de repuestos.
- Desarrollo de procedimientos operativos resultado del Proceso de Calificación Tecnológica.

Métodos experimentales

Los experimentos son una parte esencial de la mayoría de las calificaciones y tienen como objetivo proporcionar la evidencia experimental en que se basa la calificación.

El alcance de las pruebas experimentales requeridas para obtener la evidencia de la calificación para nueva tecnología depende del tipo de tecnología, la confianza en los análisis, y de la experiencia documentada con tecnologías similares. El programa de prueba deberá especificar:

- Las pruebas a ser realizadas y cumplimiento del (los) objetivo(s).
- El propósito de cada prueba tomando como referencia el objeto modo de falla y los requerimientos de las Bases de la Calificación Tecnológica.
- Los criterios de aceptación de los resultados obtenidos en orden de reunir los requisitos establecidos en el objetivo.
- Valores límites para el diseño de las pruebas (ejemplo; cargas máximas).
- Parámetros a ser medidos y registrados.
- Requerimientos de precisión en la medición.
- Análisis de los datos registrados al modo de falla y los requerimientos especificados en las Bases de Calificación Tecnológica.

Los experimentos y/o pruebas deberán ser planeados como parte de la calificación. El propósito de las pruebas de calificación puede ser:

- 1) Explorar nuevos elementos de la tecnología, e identificar los modos y mecanismos de falla relevantes.
- 2) Proporcionar evidencia empírica para la evaluación de la funcionalidad y la confiabilidad.
- 3) Identificar o verificar los parámetros críticos y sus sensibilidades.
- 4) Caracterizar los parámetros de entrada del modelo.
- 5) Predicciones del modelo del mecanismo de falla con las pruebas de los valores extremos y parámetros críticos, comparados con las bases de calificación. Estas pruebas son la base para determinar los resultados de la calificación.

Pruebas de caracterización

Las pruebas de caracterización determinan la entrada a los modelos de calificación. Estas pruebas establecerán los parámetros clave a ser usados en el diseño, cuando estos no estén disponibles en la literatura aceptada y reconocida.

Pruebas de prototipos y componentes

Componentes, prototipos, equipos o sistema pueden estar sujetos a una evaluación experimental, ya sea en laboratorio o situaciones controladas, donde el riesgo pueda ser manejado.

Los requerimientos especificados en las Bases de la Calificación Tecnológica deben ser empleados con su correspondiente modo de falla, para determinar los criterios de éxito de las pruebas de prototipos y componentes. Probar hasta la falla, es la única forma de medir directamente los márgenes de falla, en comparación a una prueba de funcionalidad que solo provee evidencia a las condiciones de ensayo, pero no la falla.

En las fases tempranas de la calificación, el propósito de las pruebas de prototipos y componentes es valorar la novedad y ayudar a identificar los modos y mecanismos de falla críticos y sus efectos.

Otro propósito de las pruebas de prototipo de componentes, son la predicción de los modelos. Permiten predecir las respuestas de los modos de falla y sus efectos.

Siempre que las condiciones de las pruebas sean lo suficientemente cercanas a las condiciones operativas, dichas pruebas pueden ser consideradas como modelos físicos que proporcionan directamente evidencia del funcionamiento de la tecnología. Si las pruebas realizadas no son suficientes para proporcionar una estimación significativa del comportamiento de la tecnología, entonces estas pruebas solo pueden ser empleadas como evidencia para el correspondiente modo de falla.

Otras pruebas

A veces en la calificación de la tecnología es necesario realizar pruebas adicionales para evaluar el producto o que la tecnología cumple con los criterios de aceptación. Estas no son pruebas de calificación, ejemplos de éstas son:

- 1) Aseguramiento de la calidad realizada durante la fabricación, la cual se realiza bajo el cumplimiento de las consideraciones de calificación.
- 2) Pruebas de aceptación en fábrica (FAT) en cada etapa y efectuar las medidas del aseguramiento de la calidad, para reducir la probabilidad de las fallas.
- 3) Pruebas de instalación pre y post (antes y después) del ensamble, para verificar el ensamblado total.
- 4) Aplicación de pruebas piloto de sistemas completos que permitan obtener más experiencia con el sistema a través de la planeación de pruebas avanzadas.
- 5) Pruebas a ser realizadas como parte del mantenimiento para confirmar que las condiciones de calificación se mantienen durante el servicio, ejemplos de estas pruebas son las pruebas no destructivas (NDT).

El propósito de dichas pruebas es proporcionar evidencia que muestre que el producto final cumple con los criterios de la calificación tecnológica.

Asimismo, la información obtenida de experiencias previas con equipos similares puede ser un recurso valioso para documentar el funcionamiento de los componentes y sus funciones. Incluso cuando la información recabada no puede ser aplicada directamente a la nueva tecnología; esta puede proporcionar un buen inicio al proceso de calificación de tecnología.

3.2.6 Ejecución del Plan de Calificación de Tecnología

La ejecución del Plan de Calificación de Tecnología usualmente representa el costo principal en el proceso de calificación tecnológica. Por lo tanto es importante que las actividades de calificación sean bien elegidas y planeadas a fin de obtener el máximo valor de las inversiones en tiempo y recursos, para generar la información necesaria para manejar los modos de falla identificados.

La ejecución del Plan de Calificación de Tecnología consiste de los siguientes pasos clave:

- Llevar a cabo las actividades del Plan de Calificación de Tecnología.
- Recolectar y documentar la información generada por las respectivas actividades de calificación.
- Asegurar la trazabilidad de estos datos.
- Determinar el margen de desempeño para cada modo de falla.

Los modos de falla detectados durante el control de calidad en la fabricación, las pruebas de calificación, las pruebas de aceptación en fábrica u operaciones posteriores serán registrados y documentados. La documentación incluirá la fecha de la detección, la descripción del modo de falla y los datos de quien detectó la falla.

Cuando se detecta una falla o un modo de falla en el Proceso de Calificación Tecnológica, la ocurrencia del modo de falla debe ser evaluada con respecto a los siguientes casos:

- 1) El modo de falla ocurrió dentro de la frecuencia esperada y la ocurrencia acorde al análisis.
- 2) El modo de falla se presentó con alta frecuencia de ocurrencia, por lo que la información empleada para determinar la frecuencia deben ser reevaluadas.
- 3) El modo de falla no fue considerado. En este caso debe ser incluido dentro del proceso de calificación tecnológica.

3.2.7 Evaluación del Funcionamiento

El propósito de esta etapa es proporcionar seguridad y eliminar la incertidumbre mediante la correlación entre la evidencia generada, los modos de falla detectados y los requerimientos establecidos en las bases de la calificación tecnológica.

Cuando se determine que los requerimientos de funcionamiento establecidos para su aprobación no han sido cumplidos, se podrán realizar modificaciones a la nueva tecnología y llevar a cabo mayores actividades de calificación.

La evaluación del desempeño también puede ser llevada a cabo en puntos definidos durante las actividades de calificación, para confirmar que dichas actividades están dentro de las suposiciones de las bases de la calificación tecnológica.

Los pasos clave de la evaluación del desempeño son:

- Interpretar la evidencia en específico de la nueva tecnología, considerando los supuestos y simplificaciones realizadas, en la cual se generó la evidencia, las limitaciones y aproximaciones de los métodos usados.
- Confirmar que las actividades de calificación han sido llevadas a cabo, y que los criterios de aceptación se han cumplido. Un punto importante es realizar análisis de las brechas que aseguren la evidencia de los criterios de aceptación de cada modo de falla identificado.
- Realizar un análisis de sensibilidad del desempeño, considerando los efectos en los parámetros relevantes.
- Evaluar la confiabilidad con la evidencia de la calificación. Esta medida considera que las especificaciones de las pruebas han sido revisadas independientemente, y las pruebas fueron atestiguadas por un tercero.
- Comparar la probabilidad de falla o márgenes de desempeño de cada modo de falla identificada, relacionándola con los requisitos establecidos en las Bases de la Calificación Tecnológica.
- Incluir la validación de los modelos utilizados, que predijeron los efectos.
- Resultados de la valoración a las condiciones de servicio (operación).
- Evidencia de las pruebas de prototipos de equipos y componentes, tolerancia, desviaciones y desempeño.

Se deberá realizar una evaluación cuantitativa de la confiabilidad, tomando en cuenta la información obtenida en el Plan de Calificación de Tecnología. Los métodos comunes para determinar la confiabilidad del sistema son:

- Técnica de diagramas de bloque de confiabilidad, la cual considera el sistema con componentes en serie y en paralelo.
- Análisis de árbol de falla, el cual considera las combinaciones de subsistemas y fallas de componentes.
- Simulación de Monte Carlo o sistemas más complejos, utilizando algún software.

La evaluación del desempeño finalizará cuando el equipo de trabajo considere que se han alcanzado los objetivos establecidos al inicio del proyecto; en general, la toma de decisión está basada en:

- La demostración del cumplimiento de los requisitos especificados en las Bases de la Calificación de Tecnología.
- Juicios emitidos por expertos o un tercero donde se establezca que el nivel de desarrollo especificado ha sido alcanzado.
- La confianza que los puntos clave de decisión de la tecnología han adquirido una gran comprensión y entendimiento de la nueva tecnología.

3.3 Calificación de nueva tecnología basada en el riesgo⁶

La calificación de nueva tecnología basada en riesgo, es una metodología aplicada por la compañía Bureau Veritas de la división marina y establece los lineamientos para la aplicación de un proceso de calificación mediante la realización pruebas y/o simulaciones del equipobajo condiciones operativas similares a las esperadas en campo.

Esta metodología permite demostrar que el equipo y/o componente cumple con las especificaciones de diseño mediante los controles de calidad, pruebas de calificación, confiabilidad del equipo requerida, identificación en los nuevos diseños de los modos de fallas que podrían contribuir a afectar su correcto funcionamiento, para que no ocurran en su aplicación en campo. De forma general esta metodología se basa en un proceso compuesto de los siguientes pasos:

1. Identificación de la novedad de la tecnología, debe valorarse la tecnología para establecer el nivel de madurez.
2. Descripción funcional, consiste en describir la(s) función(es) a realizar del sistema y sus componentes a ser analizados.
3. Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas (FMECA), se definen los modos de falla para cada función/componente y se calcula su criticidad de acuerdo a la frecuencia de ocurrencia de estos modos de falla.
4. Análisis costo-beneficio para determinar los niveles de calificación requeridos para logra la reducción de la incertidumbre.
5. Recomendaciones respecto al diseño, la calificación y la inspección/mantenimiento del equipo y/o componentes; para reducir y/o mantener el riesgo a un nivel aceptable.

3.3.1 Identificación de la nueva tecnología

El propósito de este paso es identificar la nueva tecnología y clasificarla de acuerdo a su grado de madurez y a las condiciones de operación.

En la Tabla 4 se tienen dos tipos de condiciones de aplicación: para condiciones similares se refiere a tecnología que ha sido probada en condiciones operativas parecidas; para condiciones diferentes la tecnología nunca ha sido operada bajo las condiciones de servicio a las que estará sometida.

Tabla 4. Clasificación de la tecnología de acuerdo a Bureau Veritas

Madurez de la Tecnología	Condiciones de Aplicación	
	Similares	Diferentes
Probada	0	1
Referencias limitadas	1	2
Extrapolada de probadas	2	3
Nueva	3	3

La madurez de la tecnología puede clasificarse como:

- a) Probada, cuando se tienen referencias documentadas a las condiciones de operación de campos probados.
- b) El diseño del sistema está basado en una tecnología conocida y probada pero se poseen referencias limitadas.
- c) Se desea mejorar el funcionamiento de una tecnología y/o adaptarla a las nuevas condiciones operativas (extrapolar).
- d) Nueva, cuando el diseño del sistema es completamente nuevo, sin ninguna referencias a trabajos previos.

3.3.2 Descripción funcional

La descripción funcional tiene como objetivo identificar todas las funciones de desempeño que realiza el sistema y la interrelación entre sus componentes, las cuales son necesarias para cumplir con el objetivo de la fase de desempeño. La descripción funcional permite que el equipo de trabajo entienda completamente el sistema y la interacción entre los distintos elementos que lo integran, para facilitar el desarrollo del FMECA.

El análisis realizado en esta etapa se centrará únicamente en la fase de operación, lo cual permitirá obtener una descripción general de los sistemas que serán analizados. Es importante mencionar que las fallas o accidentes ocurridos en las fases previas y que se debieron a una falla o error humano deberán ser considerados como causas de peligro durante el análisis realizado en esta etapa.

Para mayor practicidad las funciones realizadas por los componentes del sistema se pueden clasificar como:

- Funciones principales: Son las funciones básicas para la cual el sistema ha sido diseñado.
- Funciones auxiliares: Son aquellas funciones que son necesarias para el correcto desarrollo de las funciones principales.
- Funciones limitantes: Son las funciones necesarias debido a las condiciones de operación a las cuales será sometido el sistema, cumpliendo el objetivo especificado con sus consecuencias.

3.3.3 Análisis de modos, efectos y criticidad de las fallas

El análisis FMECA es una técnica de identificación de peligros, que nos permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen el sistema.

Iniciando desde las características básicas de fallas de los componentes, FMECA documenta sistemáticamente los modos en que el equipo puede fallar, las posibles causas y las consecuencias que estas fallas pueden provocar en el sistema. Asimismo, con la aplicación de esta técnica es posible clasificar las fallas de acuerdo a la combinación de su severidad, su probabilidad de ocurrencia y la posibilidad de que esta falla pueda ser detectada.

Los principales modos de falla que pueden ocurrir se muestran a continuación³.

- | | |
|--|----------------------------------|
| 1. Falla estructural (ruptura) | 20. Flujo restringido |
| 2. Falla del equipo | 21. Falsa actuación |
| 3. Caída de objetos | 22. Falla para parar |
| 4. Falla de contención | 23. Fallas para iniciar |
| 5. Unión física | 24. Fallas para cambiar |
| 6. Vibración | 25. Operación prematura |
| 7. Falla para mantener (en posición) | 26. Funcionamiento retardado |
| 8. Fallas para abrir | 27. Entrada errónea (aumentada) |
| 9. Fallas para cerrar | 28. Entrada errónea (disminuida) |
| 10. Fallas de apertura | 29. Salida errónea (aumentada) |
| 11. Fallas de cierre | 30. Salida errónea (disminuida) |
| 12. Interno | 31. Pérdida de entrada |
| 13. Externo | 32. Pérdida de salida |
| 14. Fallas fuera de la tolerancia (alta) | 33. Cortocircuito (eléctrico) |
| 15. Fallas fuera de la tolerancia (baja) | 34. Abertura (eléctrica) |
| 16. Operación inadvertida | 35. Fuga (eléctrica) |
| 17. Operación intermitente | 36. Otras condiciones de fallas |
| 18. Operación errónea | únicas aplicables a las |
| 19. Indicación equivocada | características del sistema |

El FMECA es realizado en un formato estándar, el cual se muestra en la Figura 20:

		Hoja de Trabajo FMECA					Reporte n° XXX					
		Modo de Operación:						Fecha:				
N°	Descripción del elemento		Descripción de las fallas		Efecto de Falla		Medidas para Reducir el riesgo	Rangos				Acciones
	Función	Comp	Modo	Causa	Local	Final		F	S	D	C	

Figura 20. Formato estándar de la hoja de trabajo FMECA (2010)

Identificación de cada concepto:

N°:	Número para la identificación del elemento.
Función:	Explicación concisa de la función a ser desarrollada por el elemento.
Componente:	Nombre del componente.
Modo de falla:	Modo de falla predecible del equipo considerado.
Causa de falla:	La(s) causa(s) más probables asociadas con los modos de falla identificados y listados.
Efecto de falla:	Para cada modo de falla considerado, identificar, evaluar y registrar la ubicación y el efecto.
Medidas para reducir el riesgo:	Para cada modo de falla identificado, registrar las posibles medidas de reducción de riesgos, a fin de reducir la probabilidad de los efectos asociados a los modos de falla.
Probabilidad de falla (F)	Se debe asignar su clasificación cualitativa de probabilidad de ocurrencia.
Severidad (S):	De acuerdo al efecto de la falla (efecto final), asignar una categoría de severidad del elemento, para proveer una medida cualitativa de las peores consecuencias impactadas en la disponibilidad y el resultando de las fallas consideradas por elemento.
Nivel de criticidad (C):	Cada modo de falla potencial es clasificado de acuerdo a la combinación de su clasificación de severidad, su capacidad de detección y la probabilidad de ocurrencia.
Acciones:	En esta columna para cada elemento, es listado: <ul style="list-style-type: none">• Cualquier acción correctiva sugerida para reducir la probabilidad de los efectos asociados con el modo de falla.• Cualquier observación pertinente para clarificar cualquier otra columna en la línea de la hoja de trabajo.• Recomendaciones para mejorar los procedimientos operativos.

Los posibles valores que se le pueden asignar a los rangos F y S se enlistan en las Tablas 5 y 6, respectivamente. Para determinar la criticidad (C) se debe multiplicar la frecuencia (F) por la severidad (S).

Tabla 5. Escala de valores para la frecuencia

S	Frecuencia Anual	Definición
1	$<10^{-4}$	Extremadamente improbable: no se espera en la vida del sistema. Diseño simple; diseño probable confiable; técnicas de producción simples; estándares de mantenimiento no frecuentes, insignificantes niveles de condiciones de operación
2	10^{-4} a 10^{-3}	Improbable: No fueron anticipados en la vida del sistema. Diseño estándar; mínimas modificaciones al diseño de confiabilidad; técnicas estándar de producción fáciles de verificar; frecuencia estándar de mantenimiento; bajos niveles de condiciones de operación.
3	10^{-3} a 10^{-2}	Remoto: No debería ocurrir en la vida del sistema. Diseño sin interfaces externas; significantes modificaciones al diseño probado; técnicas de producción difíciles con fácil verificación; para mantenimiento complejo y frecuente; altos niveles de condiciones de operación
4	10^{-2} a 10^{-1}	Razonablemente probable: Se espera ocurra algunas veces en la vida del sistema Diseño complejo con pocas interfaces; complejas técnicas de producción, extremadamente limitada a la posibilidad de mantenimiento; niveles altos de las condiciones de operación
5	$>10^{-1}$	Extremadamente probable: Se espera ocurra varias veces en la vida del sistema Diseño complejo con interfaces externas significativas, nuevo diseño/nuevas técnicas de diseño; nuevas técnicas de producción, no es posible el mantenimiento; varios niveles de condiciones de operación

Tabla 6. Escala de valores de la severidad

F	Severidad Anual	Definición
1	Despreciable	Sin daño al personal, disponibilidad de las funciones completamente seguras Sin derrame significativo, menor impacto ambiental
2	Menor	Heridas leves al personal y/o daños locales a las funciones para seguridad Algunos barriles de contaminación al mar, impacto ambiental moderado
3	Severo	Lesiones graves al personal y/o daños locales a las funciones para seguridad Algunas toneladas de contaminación al mar, impacto ambiental significativo, la situación es manejable
4	Crítico	Una accidente grave que tiene como resultado a varias personas con lesiones permanentes Impacto ambiental grave, contaminación significativa exigiendo medidas urgentes para el control de la situación y/o la limpieza de las zonas afectadas
5	Catastrófico	Muertes múltiples y/o 10 o más lesiones incapacitantes permanentes, deterioro total de las funciones para seguridad. Impacto ambiental extenso. Contaminación importante con difícil control de la situación y/o limpieza difícil de zonas afectadas.

3.3.4 Desarrollo del programa de actividades de calificación detalladas

El propósito de este paso es:

- a) Finalizar la selección de los elementos del equipo que serán sujetos a una calificación más detallada.
- b) Desarrollar un programa integrado de trabajo de calificación, en el cual se programarán y especificarán las actividades de evaluación con el fin de minimizar costos y no tener interrupciones en el desarrollo de las pruebas.
- c) Definir el alcance y el diseño a detalle, mediante la revisión, inspección, medición, pruebas, etc., que permitan valorar y entender cada elemento relacionado para la calificación y certificación de los equipos.

Para el cumplimiento del objetivo es necesario determinar la criticidad en seguridad, salud y medio ambiente (Criticidad SHE por sus siglas en inglés Safety, Healty and Environment), la cual es determinada por la combinación de la frecuencia y la severidad previamente establecidas en el FMECA. Como se muestra en la Figura 21 de acuerdo a la combinación del valor de frecuencia y severidad, se tienen cinco tipos de criticidad:

Frecuencia	5	C3	C4	C5	C5	C5
	4	C3	C4	C4	C4	C5
	3	C2	C3	C3	C4	C4
	2	C1	C2	C2	C3	C3
	1	C1	C1	C2	C2	C3
		1	2	3	4	5
Severidad						
Nota 1:						
C1 : Equipo no crítico						
C2 : Equipo levemente crítico						
C3 : Equipo moderadamente crítico						
C4 : Equipo altamente crítico						
C5 : Equipo súper crítico						

Figura 21. Matriz de nivel de criticidad

- 1) Equipo no crítico (SHE Criticidad C1). No se consideran actividades detalladas de calificación para equipo no crítico. Las acciones específicas de dicho equipo se limitarán en la práctica a la revisión del certificado del fabricante.
- 2) Equipo levemente crítico (SHE Criticidad C2). Las actividades detalladas de calificación se limitarán a la revisión de la evaluación de la calidad realizada por el fabricante.
- 3) Equipo moderadamente crítico (SHE Criticidad C3). En general, las actividades detalladas de calificación seguirán las mismas pautas para

equipo levemente crítico. En este caso, la medición de las pruebas no destructivas se aplicará a equipo estático, a fin de proporcionar un mayor nivel de confianza en la detección de fallas.

- 4) Equipo altamente crítico (SHE Criticidad C4). Las actividades detalladas de calificación para equipo altamente crítico serán adaptadas para cada elemento individual, tomando en consideración todos los potenciales modos de falla.
- 5) Equipo súper crítico (SHE Criticidad C5). En general, las actividades detalladas de calificación seguirán las mismas pautas para equipo altamente crítico.

Sin embargo, el proceso de calificación involucra una combinación de técnicas que permiten incrementar los niveles de seguridad para la detección de fallas e incrementar la confiabilidad.

Requerimientos y determinación de los métodos de calificación

Para la valoración de un producto o material es recomendable realizar métodos de predicción, métodos de pruebas aceleradas y cuando sea posible pruebas a largo plazo.

Métodos de predicción

Los métodos de predicción se basan en una evaluación analítica del comportamiento del material bajo las condiciones operativas a las que el equipo será sometido a lo largo de la vida productiva del campo. Para aplicar correctamente estos métodos es necesario analizar y tener un amplio conocimiento de los factores de esfuerzo ambiental (ESF por sus siglas en inglés); temperaturas elevadas, oxígeno, cargas mecánicas, agua, radiación UV, etc. y el correspondiente mecanismo de falla (químico, físico y/o combinado) que podrían reducir la vida de tiempo útil del producto. Por lo general, estos métodos de predicción se basan en suposiciones y simplificaciones teóricas de los fenómenos físicos y/o químicos que con el paso del tiempo van degradando el componente.

Pruebas a largo plazo

Realizar repetidamente este tipo de pruebas en las condiciones ambientales a las cuales la tecnología trabajará es generalmente considerada la forma más eficiente de calificación, pero debido a los altos costos que estas pruebas implicarían no siempre es posible llevarlas a cabo. Por esto se desarrollaron métodos de pruebas aceleradas.

Pruebas aceleradas

Este tipo de pruebas consisten de cuatro pasos:

1. Definir las condiciones ambientales bajo las cuales estará sometida el equipo.

2. Identificación de los mecanismos de degradación
3. Identificación de los factores de aceleración: cargas combinadas, temperatura, oxígeno, etc.
4. Identificación de indicadores (fuerza residual, fatiga, etc.).

Una vez realizados estos pasos es necesario definir el nivel de aplicación de los factores de aceleración y la duración de las pruebas aceleradas de manera que sean representativas con la vida operativa del equipo.

Diseño del equipo

El diseño del equipo debe ser evaluado para determinar cuáles serán las reglas, verificaciones, e inspecciones necesarias para asegurar que el equipo esté ajustado a las condiciones de servicio, calidad y confiabilidad de acuerdo al cumplimiento de los requerimientos establecidos por los clientes. Esta evaluación también determinará si algunos aspectos de diseño del equipo necesitan ser nuevamente calificados.

Fabricación

El proceso de fabricación debe ser evaluado para determinar cuáles son los pasos más críticos que deben ser monitoreados, probados y controlados a mayor detalle para asegurar el funcionamiento correcto continuo del equipo a lo largo de su vida productiva. El proceso de fabricación puede ser complejo y requiere establecer la base-línea requerida. Para cualquier cambio se requiere la recalificación y/o notificación.

Pruebas

Los requerimientos de las pruebas de calificación deben ser claramente descritos y documentados. Las pruebas serán desarrolladas para detectar y eliminar los modos de falla previamente detectados. Los resultados serán utilizados como evidencia para comprobar que el equipo cumple con los requisitos de funcionalidad y confiabilidad.

Evaluación del programa de calificación

El programa de calificación se evaluará de acuerdo a la Tabla 7, de acuerdo a esta se determinará si la tecnología es aprobada o en caso contrario si es necesario llevar a cabo mayores actividades de calificación.

Tabla 7. Ejemplo para la evaluación del proceso de calificación

Calificación Actividades de Evaluación		Nivel de criticidad				
		C5	C4	C2	C3	C1
Sistema de calidad						
1	Sistema estándar			X	X	
2	Acreditación	X	X			
3	Revisión del manual QA	X	X			
4	Auditoría de trabajo (frecuencia: 1/y)	X	X			
5	Auditoría de trabajo (moderada : 2-3 y)			X		
6	Revisión del plan de calidad	X	X	X	X	
Ingeniería y diseño						
1	Revisión del diseño 3ra parte	X	X			
2	Revisión del diseño 2da parte			X	X	
Pruebas de calificación						
1	Materiales	X	X			
2	Prueba de prototipo	X	X	X		
Inspección de trabajo						
1	Materiales	X	X			
2	Inspección durante la fabricación	X				
3	Inspección después de la terminación	X	X			
4	Verificación o pruebas	X	X	X		
5	Ejecución de pruebas	X	X	X		
6	Trazabilidad	X	X	X	X	
Documentación						
1	Construcción del expediente	X	X			
2	Registro de pruebas y calificación			X		
3	Certificado del fabricante				X	X

3.4 Calificación de equipo submarino (API-17Q)²

El proceso de calificación de equipo submarino, se realiza por la evaluación a nivel de componente usando dos formas separadas de documentación: Evaluación de los modos de falla (FMA – Failure Mode Assessment) y Hojas de calificación del producto (PQS – Product Qualification Sheets).

El alcance de la Evaluación del modo de falla es una versión simplificada del FMECA, cuyo objetivo es asegurar a través del FMA la confiabilidad de la funcionalidad de la tecnología de componentes y equipo e identificar el mecanismo de falla y ayudar durante el proceso de calificación

3.4.1 Clasificación de los componentes

La clasificación de los componentes submarinos recomendada por el American Petroleum Institute (API) es la siguiente:

- Válvulas y estranguladores
 - 1) Válvula submarina de bola (Subsea ball valve)
 - 2) Válvula submarina de compuerta (Subsea gate valve)
 - 3) Válvula check (Check valve)
 - 4) Válvula desviadora de flujo (Subsea diverter valve)
 - 5) Estrangulador (Choke)
- Árboles
 - 1) Árbol (Tree)
- Sistemas de conexión y tapones
 - 1) Conector de recolección (Collet conector)
 - 2) Conector de abrazadera (Clamp connector)
 - 3) Tapón de presión (Pressure tap)
- Controles – Hidráulicos/Inyección de químicos
 - 1) Cople hidráulico (Hydraulic coupler)
 - 2) Flying leads hidráulicos (Hydraulic flying leads)
 - 3) Módulo de control submarino (Subsea control module)
 - 4) Válvula de control direccional – Alta presión (Directional control valve – HP)
 - 5) Válvula de control direccional – Baja presión (Directional control valve – LP)
 - 6) Válvula del selector del SCM - Alta presión (Selector valve SCM – HP)
 - 7) Válvula de selección del SCM - Baja presión (Selector valve SCM – LP)
 - 8) Válvula solenoide del SCM (Solenoid valve)
 - 9) Válvula de descarga SCM (Dump valve)
 - 10) Acumulador (Accumulator)
 - 11) Válvula de medición de inyección de químicos (Chemical injection metering valve)
 - 12) Fluido hidráulico (Hydraulic fluid)
- Controles – Eléctricos
 - 1) Flying leads eléctricos (Electric flying lead)
 - 2) Conector eléctrico macho (Electrical wet mate connector)
 - 3) Medidor de flujo (Flow meter)
 - 4) Transmisor de procesos (Process transmitter)
 - 5) Detector de arena (Sand detector)
 - 6) Detector de corrida del diablo (Pig detector)
 - 7) Válvula del módulo electrónico del SCM (VEM) [SCM – Subsea Electronic Module (SEM)]
- Recubrimiento y aislamiento
 - 1) Recubrimiento anticorrosión (Anti-corrosion coating)
 - 2) Aislamiento térmico (Wet thermal insulation)
 - 3) Ánodo de protección (Sacrificial anode)
- Equipo de terminación

- 1) Sistema de control de instalación y reparación [Installation and workover control system (IWOCS) assembly]
 - 2) Sistema de desconexión rápida de emergencia del IWOCS (IWOCS emergency quick disconnect assembly)
 - 3) Umbilicales y jumpers superficiales del IWOCS (IWOCS umbilical and Surface jumpers)
- Sistema del cabezal de pozo
 - 1) Ensamblado del sello anular del cabezal (Wellhead annulus seal assembly)
 - 2) Colgador del cabezal de la tubería de revestimiento de alta presión (Wellhead casing hanger)
 - 3) Cabezal de alta presión (HP wellhead)
 - 4) Cabezal de baja presión (LP wellhead)
 - 5) Bujes protectores del agujero
 - 6) Anillo del contenedor del cabezal
 - 7) Buje de aseguramiento (cierre)

3.4.2 Evaluación del modo de falla

Las plantillas FMA permiten a los operadores identificar los modos de falla y su riesgo asociado, además de probar los componentes antes de la ejecución del proyecto. Estas plantillas también pueden considerarse como un método sistemático para que los operadores sean capaces de determinar las pruebas de calificación adicionales a fin de prolongar la vida y el correcto funcionamiento del equipo.

Operadores y/o proveedores pueden emplear la plantilla FMA para identificar las pruebas de calificación críticas y los criterios de aceptación que incluyen los mecanismos potenciales de falla. Este proceso permite visualizar los modos de falla y los criterios de aceptación, que a su vez permite la mejora de las pruebas de calificación para una mejor comprensión. La información presentada en la plantilla FMA puede llevar directamente a las pruebas de calificación presentadas en las hojas de documentación del producto que incorporan las lecciones aprendidas y experiencias de campo.

La información contenida en las plantillas FMA (Figura 22) estructuran la información en las siguientes categorías:

- Información general de identificación del componente incluyendo proveedor, lista de materiales y dibujos de ensamble de referencia.
- Número de identificación del modo de falla por elemento de referencia.
- Descripción de los elementos asociados con el componente.
- Resumen de los requerimientos funcionales del elemento.
- Descripción del modo de falla.

Las hojas de documentación del producto pueden ser usadas como la documentación final para la aceptación de la calificación del elemento analizado.

Las hojas de documentación del producto permiten lograr los objetivos de la calificación y la confiabilidad al presentar toda la información mediante grupos de acuerdo a cada componente:

- ✓ Identificación del componente.
 - Tipo de componente o montaje y descripción.
 - Proveedores y sub proveedores.
 - Número de partes.
 - Número de dibujos.
 - Número de procedimientos de ensamble.
 - Número de referencia FMA o FMECA.
- ✓ Condiciones de servicio y parámetros de operación.
 - Tirante de agua.
 - Presiones y temperaturas de operación.
 - Vida útil.
- ✓ Requerimientos de las pruebas de calificación.
 - Requerimientos de la verificación del funcionamiento.
 - Estándares y códigos de la industria aplicables.
 - Procedimientos de prueba de los proveedores.
 - Prueba de calificación a escala o prueba práctica.
- ✓ Interfaces.
 - Herramientas aplicables.
 - Equipo de prueba específico o simuladores.
 - Comentarios sobre el servicio de interfaz específica o requerimientos específicos.

3.4.4 Requerimientos

Cómo usar las plantillas FMA

Para identificar los modos de falla de cada componente, los operadores y/o proveedores pueden emplear las plantillas FMA u otro documento FMA/FMECA donde se incluya toda la información requerida. El FMA debe presentar los modos y mecanismos de falla para cada componente, estos modos de falla deben ser probados y documentados para asegurar que el componente resistirá las condiciones de servicio esperadas.

Usando la información contenida en cada plantilla FMA, operadores y proveedores pueden calificar los nuevos componentes para lograr los criterios de aceptación asociados con el método de calificación requerido.

Operadores y proveedores pueden emplear la información contenida en las PQS para informar de los requerimientos necesarios para realizar la verificación del desempeño de la calificación, las pruebas de aceptación y el control de calidad. La información presentada en estas plantillas puede transferirse directamente a las PQS para informar de los requisitos de calificación a los proveedores.

Cómo usar las PQS

Se recomienda que el proveedor o fabricante del equipo mantenga un formato estándar de PQS para cada componente; de modo que resulte más sencillo localizar la información que necesiten tal como parámetros de diseño, dimensiones, registros de pruebas y limitantes en la calificación del componente.

El operador debe desarrollar su propio documento PQS para cada componente que emplee, de modo que se documenten las condiciones de servicio específicas del campo, parámetros y estándares y especificaciones aplicables. Dependiendo de las condiciones específicas del campo y los criterios de aceptación FMA de los componentes, los requerimientos para calificar un componente en particular podrían variar.

3.5 Calificación técnica de Aker Solutions¹

El modelo de calificación técnica de Aker Solutions se divide en ocho fases; a su vez, las primeras cinco fases se encuentran divididas en etapas tal como se muestra en la Figura 23.

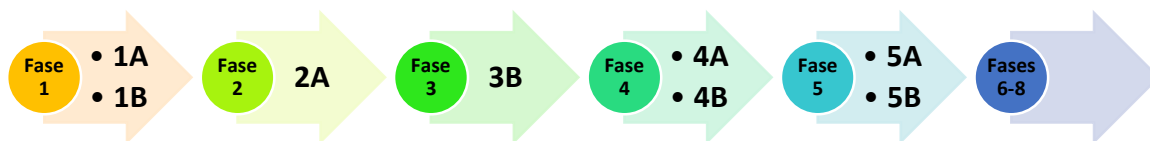


Figura 23. Etapas del proceso de calificación de Aker Solutions

3.5.1 Requerimientos del sistema y etapa conceptual

El departamento de Procesos y Energía Submarina de Aker Solutions puede iniciar un proceso de desarrollo de nueva tecnología, solicitado por el cliente o dependiendo de las necesidades del mercado.

En la Figura 24 se muestra la metodología, iniciando en la etapa 1A con un análisis GAP en donde se establecen los requerimientos del sistema. Si el contenido del análisis GAP no es descrito, se sugiere realizar un análisis de despliegue de la función calidad (QFD) antes o durante la ejecución del análisis. Como se puede observar en la Figura 24 dentro de esta etapa no se realiza ninguna actividad de confiabilidad

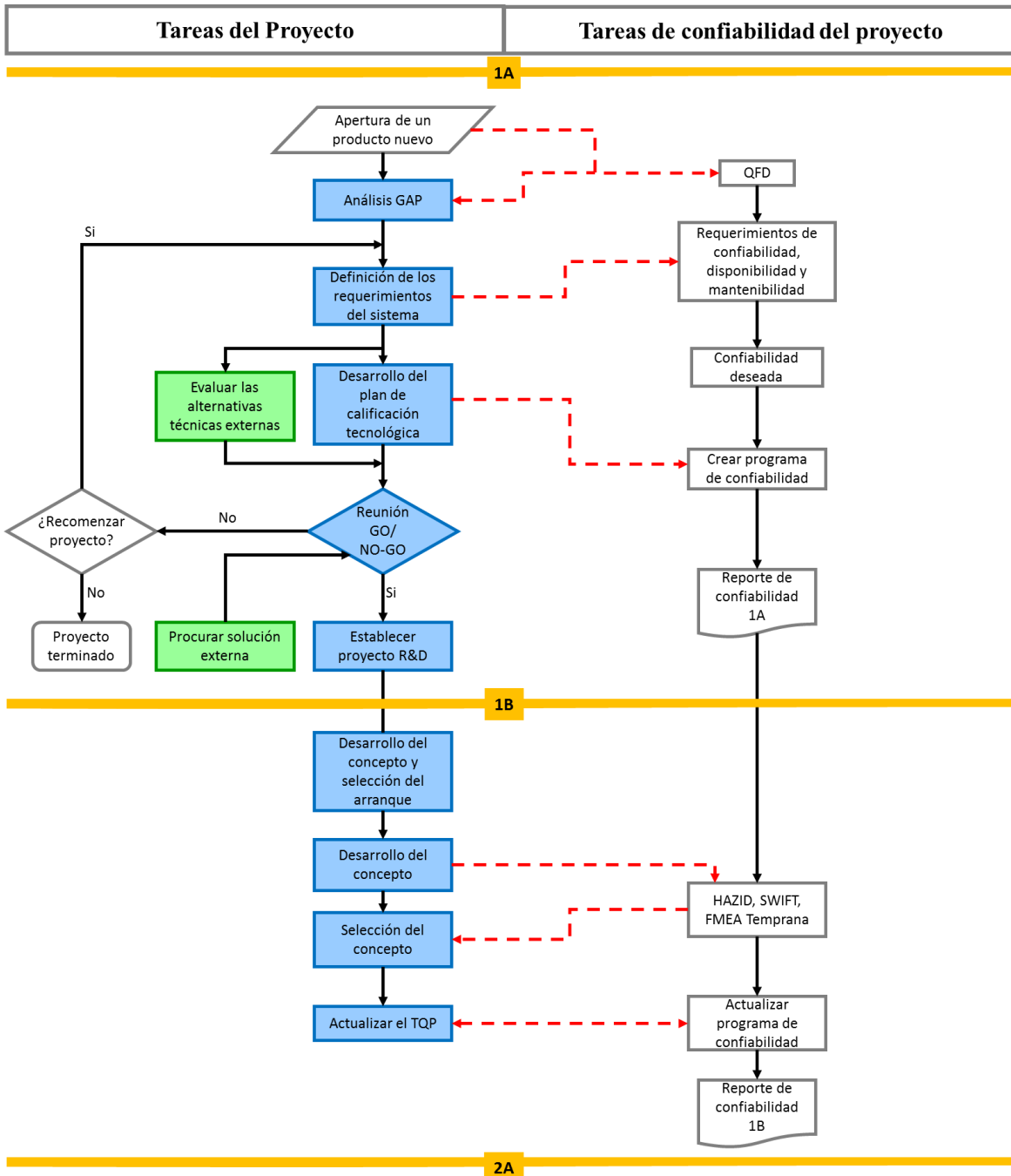


Figura 24. Fase 1 del modelo de calificación de Aker Solutions¹

Una vez que han sido establecidos los requerimientos, se procederá a desarrollar un Plan de Calificación Técnica. Asimismo se establecerá un programa de confiabilidad basado en el Plan de Calificación o se desarrollará a la par de la calificación. La calificación técnica seguirá un modelo de ejecución del proyecto preestablecido, de igual forma que el programa de confiabilidad. Esto consistirá de los métodos más adecuados para el sistema y las fechas de los análisis programados.

La Fase 1 incluye la etapa 1B donde el concepto es desarrollado y elegido, antes de continuar con el proyecto a una mayor escala. Con el fin de seleccionar el mejor concepto se deben tomar en cuenta la economía, el tiempo, la viabilidad y la confiabilidad; aspectos que han sido especificados en la etapa 1A. Se recomienda realizar un análisis de riesgo en esta etapa temprana del proyecto para verificar si el concepto elegido puede cumplir con los requerimientos.

Antes de que esta fase termine se deben definir cuáles serán las funciones principales del sistema y de algunos subsistemas. En caso de detectar algún peligro y/o posible falla, se iniciará un proceso FMEA; si es posible clasificar la criticidad de la falla, el FMEA se extenderá a un FMECA. Conforme se vaya avanzando en el desarrollo del concepto se deberán implementar más métodos de confiabilidad, tanto cualitativos como cuantitativos, dependiendo de la información del sistema con la que se cuente. De acuerdo al avance del desarrollo del concepto que se tenga, se realizará una evaluación de la posibilidad que tiene el equipo de lograr los requerimientos de confiabilidad. Esto es parte de la información necesaria para decidir si el concepto es aceptable o no. Si el ingeniero de confiabilidad desea mejorar el concepto, esto debe ser incluido.

Con base al concepto elegido, el programa de calificación técnica debe ser actualizado. Cuando se realice la etapa final 1B, deberá hacer simultáneamente una actualización del programa de confiabilidad.

3.5.2 Ingeniería de detalle

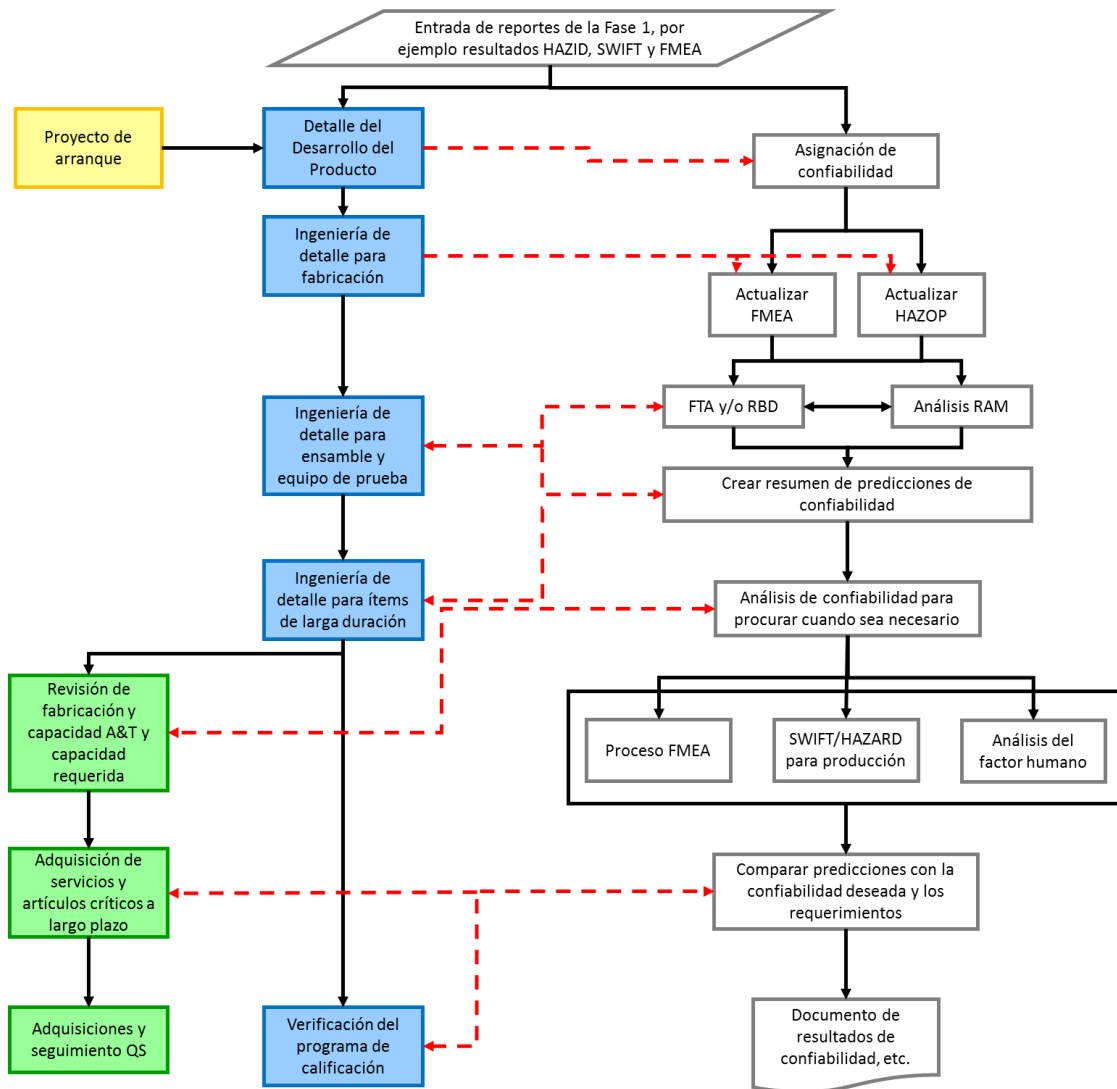
A medida que el desarrollo del sistema continúa con la Fase 2, se iniciará la etapa 2A. Al iniciar con esta fase, se deberá elegir el equipo de trabajo que realizará las actividades posteriores del proceso de calificación. Entre los miembros del equipo de la Fase 1 se deben incluir ingenieros de diseño y confiabilidad con experiencia en proyectos anteriores; ya sea que estén incluidos como asesores o de forma permanente en una etapa temprana, ya que su aporte es considerado valioso.

Al iniciar el diseño más detallado del sistema, resultará más sencillo el implementar nuevas herramientas de confiabilidad, por lo que es necesario realizar una asignación de un valor de confiabilidad a los componentes.

Los sistemas de procesamiento submarino son a menudo bastante complejos y por lo tanto la asignación de un valor de confiabilidad reducirá al mínimo el número de componentes que necesitan ser estudiados. Cuando el desarrollo del sistema se vuelva cada vez más detallado, de igual forma resultará útil actualizar el análisis FMEA. Si se desea realizar un mayor análisis a fin de encontrar otras posibles fallas, se puede realizar un análisis HAZOP.

Tareas del Proyecto	Tareas de confiabilidad del proyecto
---------------------	--------------------------------------

2A



3A

Figura 25. Fase 2 del modelo de calificación de Aker Solutions¹

Cuando se realice la arquitectura del sistema, de igual forma se llevarán a cabo el análisis de falla de árbol (FTA) y diagrama de bloque de confiabilidad (RBD). Estos comúnmente son empleados como parte del análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad (RAM), el cual da una visión general de la confiabilidad y la disponibilidad total del sistema. En esta etapa las tareas de confiabilidad tienen el propósito de estudiar la forma en que los componentes y subsistemas se relacionan entre ellos y no encontrar nuevos peligros que afecten el desempeño general del sistema. El descubrir una conexión crítica puede ayudar a prevenir que una falla afecte el completo funcionamiento del sistema a través de la implementación de

estructuras redundantes. De igual forma, en algunos casos, los análisis FTA, RBD y RAM puede emplearse para determinar si las estructuras redundantes planeadas son realmente necesarias o pueden ser omitidas.

Como se puede observar en la Figura 25, en esta etapa es cuando se realizan los análisis para determinar los principales peligros, por lo que al finalizar esta fase es cuando estará disponible la mayor cantidad de información en cuanto al proceso de confiabilidad se refiere y será con base a esta información si se decide iniciar con la siguiente fase. Se puede emplear cualquiera de las herramientas mencionadas anteriormente para realizar estas predicciones. Si la confiabilidad obtenida coincide con la confiabilidad deseada, se comenzará con la siguiente fase. Previo a finalizar esta fase, se debe revisar si el concepto elegido para su desarrollo además de cumplir con los criterios de aceptación no sobrepasa los límites de costos, de no ser así se deberá reevaluar el concepto elegido en busca de una posible solución.

3.5.3 Ingeniería final

En la etapa 3A se realizará la ingeniería final del proyecto (Figura 26). Por lo tanto, todos los diseños de modelos y análisis FMECA, HAZID deben ser finalizados antes del inicio de las subcontrataciones y la fabricación.

Todos los análisis para la detección y evaluación de fallas pueden ser aplicados durante la vida operativa del equipo a fin de obtener nueva información sobre el desempeño y posibles fallas que se puedan presentar. Las fallas que no hayan sido previamente identificadas serán analizadas, mediante el FMECA, y marcadas como nuevos descubrimientos. Mantener actualizada la información de los análisis para la detección y evaluación de fallas durante la vida productiva del equipo ayudará a los operadores en la realización de las actividades de mantenimiento o como información base para otros proyectos futuros.

En esta fase, se puede realizar una última evaluación de los requerimientos y las funciones antes de finalizar el diseño. Cuando la información de entrada con la que se cuenta es amplia y detallada el análisis HAZOP obtendrá buenos resultados. Cualquier descubrimiento que no haya sido detectado previo a la aplicación de este análisis HAZOP, debe ser analizado y realizar modificaciones al diseño en caso de ser necesario.

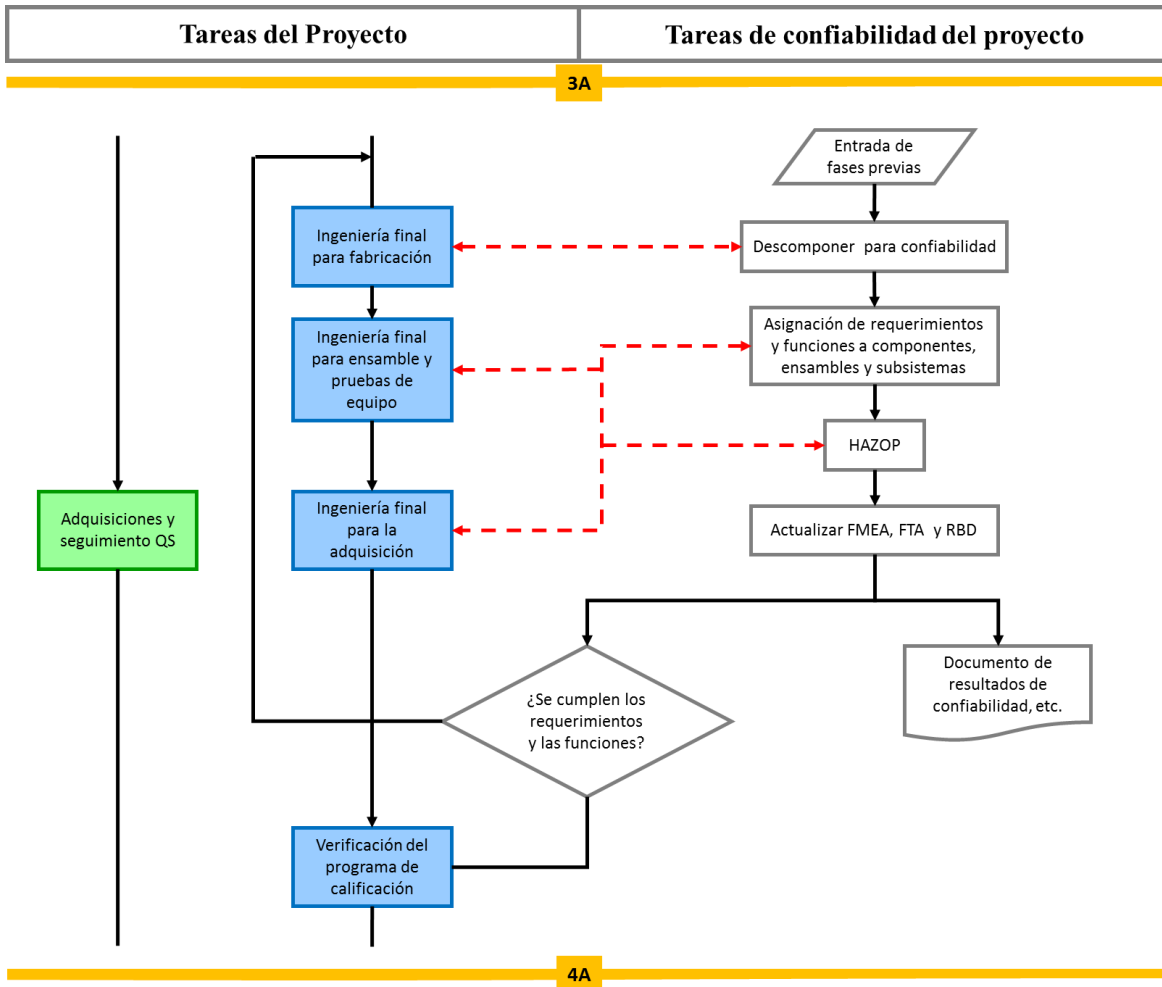


Figura 26. Fase 3 del modelo de calificación de Aker Solutions¹

Entre los análisis realizados antes de establecer el diseño definitivo, se encuentra el análisis de elementos finitos (FEA); este no es un análisis de confiabilidad, pero es capaz de proporcionar información útil acerca de cómo los materiales del sistema responderán ante las condiciones de operación bajo las cuales estarán sometidas. Para un ingeniero de confiabilidad, este análisis podría ser usado como material de apoyo cuando se establecen la criticidad y la probabilidad de una falla; asimismo resulta útil emplearlo junto con los resultados del último HAZOP realizado para la actualización de la información para los análisis FMEA, FTA y RBD. Los análisis FTA y RBD deben realizarse al menor nivel de componente posible, para mostrar como los detalles más pequeños podrían afectar el funcionamiento del sistema. Al finalizar esta fase, con base a toda la información disponible hasta el momento, se determinará la confiabilidad total del equipo; si se cumplen los requerimientos de confiabilidad establecidos al inicio del proyecto, se iniciará con la siguiente fase (Figura 27).

3.5.4 Fabricación del equipo

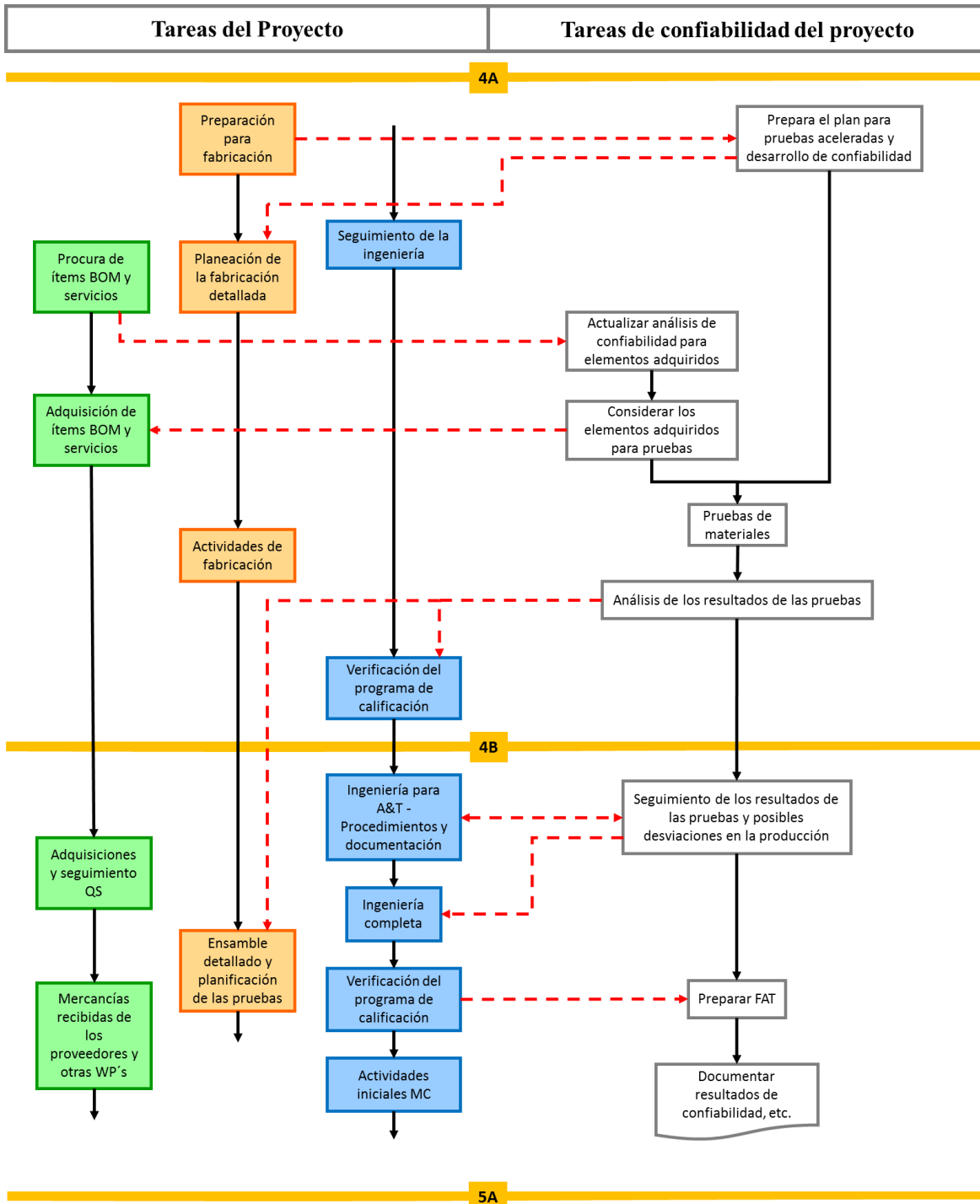


Figura 27. Fase 4 del modelo de calificación de Aker Solutions¹

De acuerdo a la planeación previamente realizada, se lleva a cabo la fabricación, donde se sugiere realizar un análisis de los elementos que integrarán el equipo. La etapa 3A del modelo de ejecución del proyecto corresponde a la fabricación del

equipo (Figura 27). Esta fase inicia con la evaluación de todos los componentes adquiridos, de acuerdo con la información obtenida de este análisis, se decidirá si es necesario realizar algunas pruebas o mayores análisis a estos componentes

Cuando el equipo es instalado en el lecho marino, es importante que los materiales empleados sean capaces de resistir las difíciles condiciones ambientales como por ejemplo el contacto directo con el agua de mar que podría ocasionar la corrosión del equipo, las diferencias de presión y temperatura interna y externa, en donde los materiales deben ser resistentes a los esfuerzos de tensión.

Dentro de esta fase se establecerá un plan donde se definirán las pruebas que serán realizadas a los materiales, componentes y subsistemas. Cuando sea posible estos elementos serán probados hasta la falla.

En la etapa 4B se planearán a más detalle las pruebas y ensambles de componentes a realizar. Se analizará toda la información obtenida de las pruebas y del proceso de fabricación. En caso de presentarse una situación no esperada durante el proceso de fabricación, se deberá analizar el riesgo que implica y cómo dicho suceso afectará el cálculo de la confiabilidad final del equipo.

Finalizar la Fase 4, significa que se acerca la fecha de entrega del equipo. En la calificación de la tecnología, las pruebas FAT se encuentran entre las etapas 5^a (Figura 28) y 5B. La planificación de estas pruebas podría iniciarse hasta la Fase 5, pero resulta más útil realizarlas en este punto, siendo cuando se obtienen los resultados de las demás pruebas planeadas, las cuales proporcionarán información necesaria para determinar las áreas más críticas del equipo, dónde se deberá prestar mayor atención durante la vida operativa del equipo y así determinar con mayor eficacia el momento en que se requiera realizar una acción de reparación y/o mantenimiento del equipo.

3.5.5 Ensamble final y pruebas FAT

Esta fase se basa en que los equipos están contruidos a la medida y raramente se producen en más de un ejemplar; por lo que en la fase 5 se tratará del ensamble final del equipo y la realización de las pruebas FAT (Figura 28). En esta etapa se pueden presentar problemas durante el proceso de ensamble, lo que implica que existe una falla debido a que uno o más de los componentes y/o subsistemas no realizan su(s) función(es) correctamente. Este tipo de problemas pueden ser descubiertos durante el ensamble, en las pruebas de verificación o en las pruebas FAT, por lo que sería necesario realizar un análisis de causa raíz.

Por último se estimará un último valor de confiabilidad total del equipo con base a los resultados de las pruebas.

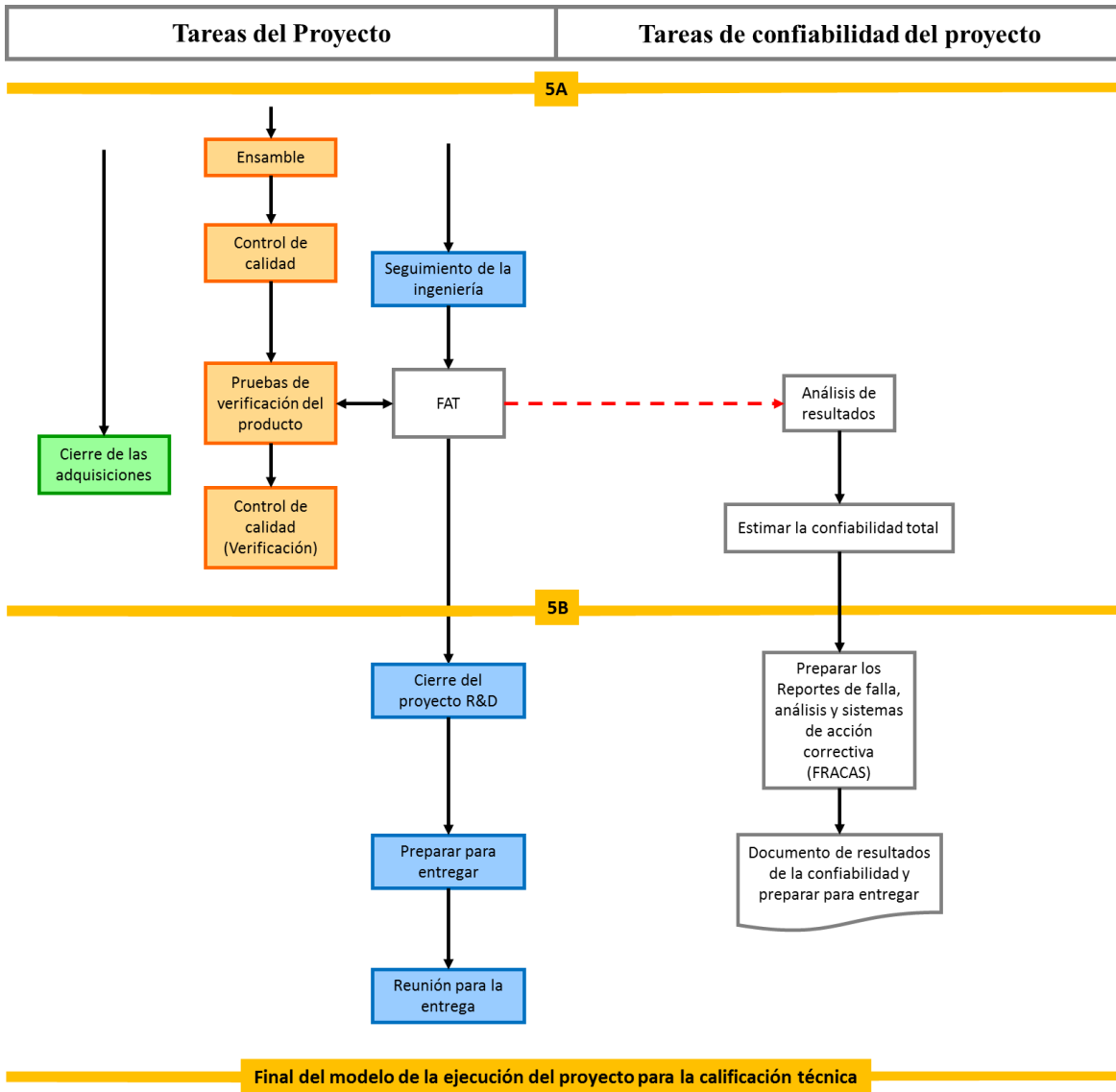


Figura 28. Fase 5 del proceso de calificación de Aker Solutions¹

Todos los análisis y resultados obtenidos de las pruebas serán usados como la base de un reporte final del equipo.

3.5.6 Proceso de producción

El modelo de calificación técnica de Aker Solutions finaliza con la entrega del equipo. La Fase 6 sólo es incluida cuando el equipo desarrollado va a ser producido en serie. Se establecerá un programa para la construcción en serie de estos equipos, los cuales previos a su entrega deben ser analizados en busca de posibles fallas ocasionadas durante el proceso de fabricación.

3.5.7 Participación de un tercero

Es importante que cuando el equipo calificado sea por contrato de un tercero, Aker Solutions mantenga contacto entre las compañías involucradas a fin de informar continuamente sobre las actividades realizadas, las fallas detectadas y las acciones empleadas para minimizar el riesgo.

De ser acordado por ambas partes, los clientes informarán de las posibles fallas que puedan presentarse durante la vida operativa del equipo y de las acciones de reparación y mantenimiento que lleven a cabo. Esta información será empleada por Aker Solutions para el desarrollo de nuevos proyectos.

3.5.8 Análisis final

Para Aker Solutions esta fase consiste en analizar las lecciones aprendidas en el proceso de calificación a fin de mejorar los programas de confiabilidad para futuros proyectos. Almacenar los reportes a fin de ser útiles en proyectos posteriores podría ayudar a ahorrar tiempo lo cual se traduce en un ahorro económico.

4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN

Todo proceso de calificación inicia debido a un reto tecnológico que conlleva el desarrollo de un equipo y/o sistema que satisfaga los parámetros de operación; en el caso de equipo submarino, estos retos son los tirantes de agua, las condiciones difíciles para su instalación y mantenimiento, problemas de aseguramiento de flujo como formación de hidratos, asfaltenos y parafinas, entre otros.

Dicho proceso de calificación debe ser realizado para comprobar que la tecnología que se espera desarrollar satisface las condiciones de operación y que tengan un nivel de riesgo lo suficientemente bajo que no implique un peligro para la vida y el medio ambiente.

Para comprender mejor el proceso de calificación de tecnología, se empleará el ejemplo de calificación de una bomba (Figura 29); este es un ejemplo sencillo donde la problemática inicial es mantener un nivel de seguridad y disponibilidad adecuado para el empleo de la bomba; se tienen dos posibles soluciones: una de ellas es incrementar la redundancia, lo cual implicaría incremento en los costos; mientras que la otra solución es mejorar la confiabilidad; en ambos casos se aplican los procesos de calificación con objetivos diferentes.

En caso de elegir la segunda opción, se realizará un análisis de los elementos que integran la bomba y las funciones que desempeñan; a continuación se determinará cuáles de ellos representan una mayor amenaza y cuáles serían las posibles consecuencias en caso de presentar una falla; esto se realizaría a través de pruebas, análisis u otras actividades de calificación, cuyo objetivo es mejorar la confiabilidad de estos elementos.

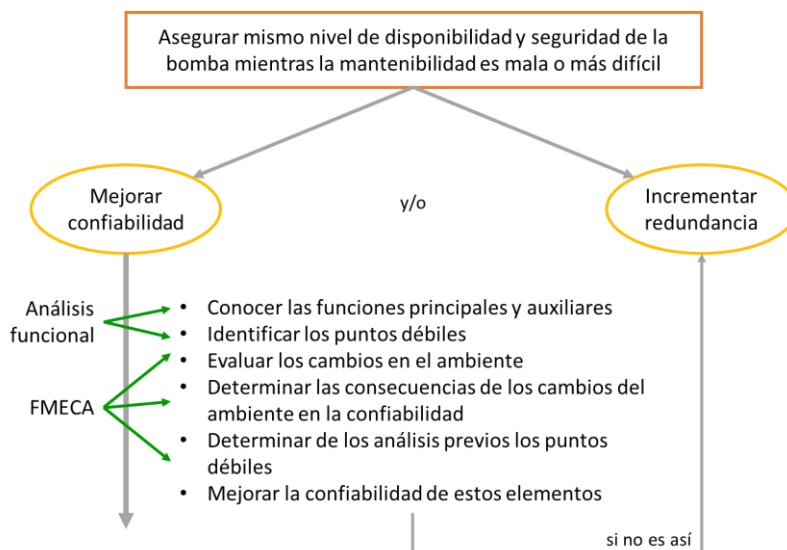


Figura 29. Ejemplo simplificado de calificación de una bomba⁷

En este capítulo se analizarán los procesos descritos anteriormente. Como se habrá notado, todos ellos tienen el mismo objetivo, evaluar los elementos nuevos de un equipo y/o sistema mediante una serie de actividades con las cuales se obtiene información que permitirá decidir si dicho equipo es aprobado para su construcción y posterior empleo en campo.

El primer proceso de calificación presentado es la recomendación práctica publicada por Det Norske Veritas (DNV). Este procedimiento es el más completo describiendo paso a paso el proceso de la calificación. Para iniciar con este proceso se establecerán las bases, especificarán los criterios de aceptación para que dicho equipo sea aprobado, describirá el equipo y/o sistema y cómo será empleado, y se establecerán las condiciones ambientales de operación y funcionamiento.

Posteriormente, establecer los componentes de la tecnología que representen mayor incertidumbre; determinar sus posibles modos de falla y sus correspondientes riesgos. Establecer un plan de calificación, en el cual se desarrollarán las actividades que se llevarán a cabo para obtener la evidencia necesaria para emitir un juicio sobre la calificación. Posteriormente, realizar dichas actividades y recolectar toda la información posible que se genere. Finalmente, correlacionar la evidencia generada, con sus modos de falla y establecer las bases de la calificación para evaluar que el equipo está en condiciones de aplicarse o no.

Como puede observarse, el proceso de DNV para la calificación es más completo; por lo tanto la documentación que deben proporcionar las empresas para el diseño y operación de los equipos submarinos debe ser más completa a fin de obtener la evidencia suficiente para emitir un juicio de aceptación y aplicación de la tecnología.

Otro aspecto importante está presente cuando se realiza la evaluación del riesgo de los componentes, siendo este el único proceso que además de la metodología FMECA recomienda la aplicación de otros métodos como son FTA, HAZOP, HAZID, entre otros o bien una combinación de estos.

Para el caso de la metodología emitida por Bureau Veritas (BV), se trata de un procedimiento que se aplica directamente a todos los elementos que integran la tecnología, y de esta forma determinar la función que estos desempeñan, una vez identificados todos los componentes se realizará un análisis de peligros, en este caso se aplica la metodología FMECA para determinar los modos de falla, las posibles causas que las originen y sus correspondientes consecuencias, a fin de clasificar y determinar cuáles de estos representan una mayor amenaza. Estos modos de falla serán clasificados de acuerdo a su criticidad y con base a ello se determinarán las actividades de calificación necesarias para generar la evidencia que nos permita evaluar el equipo, estas actividades pueden ser desde un simple análisis de los certificados emitidos por el fabricante hasta una evaluación del diseño o una serie de pruebas que proporcionen datos claros para calificar dicho equipo.

El proceso de BV puede ser considerado como una versión más resumida del proceso de DNV, que puede aplicarse en diferentes etapas de calificación. Para BV, una vez realizadas las actividades de calificación programadas, únicamente se evaluará si el equipo/componente analizado cumple con los requerimientos de acuerdo a una tabla, mientras que DNV realiza un análisis más detallado de toda la información obtenida al comparar la evidencia recabada con los requerimientos establecidos al inicio del programa de calificación.

Es importante mencionar que BV presta mucha atención a la etapa de la identificación de peligros, por lo que establece un formato estándar para realizar el análisis FMECA de una manera más práctica.

Los procesos establecidos por DNV y BV, previo a iniciar las actividades de calificación, realizan una evaluación de los componentes para determinar el grado de novedad de la tecnología, con el fin de determinar el nivel de las actividades a realizarse en las etapas de calificación.

La tecnología puede ser un diseño nuevo, ser un equipo con un amplio historial de operación pero que se espera operar bajo condiciones operativas completamente distintas, o bien, que a uno o más de los componentes que la integran se le ha realizado alguna modificación. Del resultado obtenido de este análisis se decidirá si las actividades de calificación serán una simple evaluación de los documentos emitidos por los fabricantes o si es necesario realizar pruebas de prototipos o a escala.

El procedimiento establecido por el American Petroleum Institute (API) es el más práctico ya que desde un inicio se centra en la calificación de los componentes o elementos del sistema, para ser analizados a través de unas plantillas FMA (Evaluación del modo de falla, por sus siglas en inglés), las cuales permiten determinar de forma simple y sistemática todos los modos de falla y su correspondiente riesgo; con estos documentos resulta sencillo determinar si se requieren pruebas de calificación adicionales a las establecidas en un inicio por el equipo de expertos.

Otro documento empleado en este procedimiento son las PQS (Hojas de calificación del producto por sus siglas en inglés), dentro de las cuáles se especificaran a detalle las características del componente (dimensiones, peso, descripción de sus funciones, entre otros), las actividades de calificación realizadas junto con los resultados obtenidos. Estos documentos pueden ser empleados como la documentación final bajo la cual se decidirá si el equipo cumple con las funciones para las cuales fue diseñado.

Resultan útiles las PQS propuestas por esta metodología ya que incluyen una clasificación de los componentes submarinos, que permite identificar rápidamente las pruebas y resultados obtenidos durante los procesos de calificación. Esto facilita a los usuarios el supervisar y verificar que los equipos o elementos submarinos

proporcionados por el fabricante cumplen con los requerimientos de diseño y funcionalidad.

El procedimiento de calificación de Aker Solutions (AS) es un proceso muy sistemático, e inicia con el desarrollo del concepto y la evaluación de varios escenarios que consideran aspectos como: tiempo, economía, viabilidad y confiabilidad; de tal manera que se seleccione la mejor opción. Posteriormente, iniciar con la ingeniería de detalle donde se establecerá el desarrollo del producto, fabricación, ensamble y las pruebas.

En la fase de la ingeniería final, se analizará toda la información obtenida de las metodologías FMECA, HAZOD, FTA y RBD que hayan sido realizadas, para determinar si la confiabilidad total del sistema se encuentra bajo un nivel aceptable y por lo tanto se puede iniciar con la fabricación del equipo sin el riesgo de realizar alguna actividad innecesaria que podría incrementar los costos de inversión.

Cuando haya concluido la fabricación del equipo, se procederá a establecer y ejecutar un plan de calificación en el cual se especificarán todas las pruebas que se realizarán a los materiales, componentes y subsistemas. Una vez finalizada la construcción del equipo se realizarán las pruebas FAT, toda la información obtenida a lo largo del proceso de calificación debe ser documentada.

A la par del desarrollo del proceso de calificación, se establecerá y llevará a cabo un plan de confiabilidad el cual debe ser actualizado al finalizar cada fase de este procedimiento, permitiendo así llevar un mejor control de la confiabilidad del equipo a lo largo de este proceso.

Los procesos de calificación presentados por DNV, BV, API y Aker, permiten usar cualquiera de sus procesos para garantizar la correcta funcionalidad y óptima operación de la tecnología, esto dependiendo del equipo y etapa que requieren probar además de considerar si la tecnología calificada es un concepto nuevo, se han realizado algunas modificaciones o se pretende aplicar en condiciones operativas completamente distintas para las cuales fue diseñado.

DNV es una compañía certificadora y sus procesos de calificación pueden ser desde calificar una simple etapa como es la fabricación o abarcar todo el proceso, incluyendo el diseño, fabricación, instalación y operación, dependiendo de las necesidades de la compañía operadora. Por ello la documentación que DNV emplea para validar dicha calificación debe ser más completa, donde el operador debe proporcionar los documentos de soporte.

API establece un proceso de calificación dirigido al cumplimiento de las recomendaciones prácticas de las compañías fabricantes y en el cumplimiento de lineamientos centrados en el funcionamiento de los equipos y/o componentes, que garanticen su confiabilidad.

El proceso de Aker Solutions es un ejemplo de un proceso de calificación emitido por un fabricante; como se observó en su descripción, este procedimiento se enfoca en el desarrollo desde la etapa conceptual hasta la ingeniería de detalle y la etapa de fabricación. Este proceso se enfoca en demostrar principalmente que el equipo diseñado cumplirá con los requerimientos establecidos por el operador y los lineamientos establecidos por los organismos reguladores

BV al igual que DNV es una compañía certificadora, sin embargo su proceso de calificación se centra principalmente en el aporte de la documentación necesaria para probar que el equipo y/o componente se ajusta a su propósito de diseño y cumple con las especificaciones indicadas por el fabricante.

5. APLICACIÓN DE LOS PROCESOS DE CALIFICACIÓN DE TECNOLOGÍA EN LOS EQUIPOS SUBMARINOS

5.1 Marco de referencia¹⁶

La declinación de la producción de Pemex, plantea enormes retos que van desde la incorporación de nuevas reservas hasta la búsqueda de opciones productivas para la explotación de campos maduros. Es en este contexto estratégico, donde se hace necesario entender y aplicar rigurosamente mejoras en el desarrollo de proyectos y profundizar la utilización de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización, Definición) como herramienta de creación de valor.

En la Figura 30 se muestra un diagrama con el proceso para el desarrollo de un proyecto

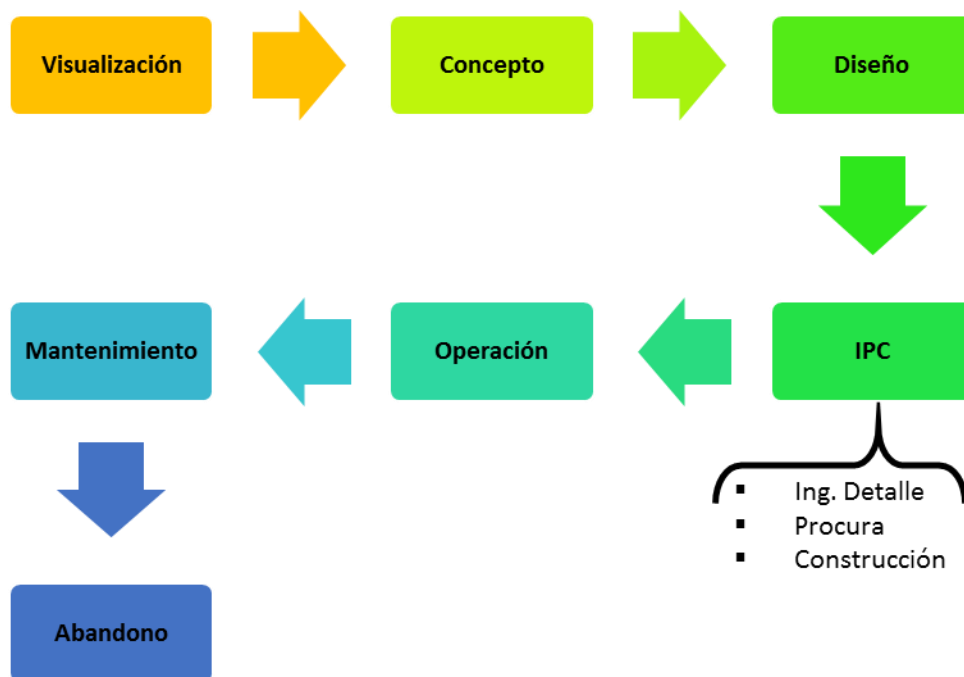


Figura 30. Proceso de desarrollo de un proyecto¹⁶

5.1.1 Metodología VCD

Se puede definir a la metodología VCD como el proceso mediante el cual una compañía determina el alcance de un proyecto para lograr los objetivos del negocio minimizando las variaciones (producción, tiempo y costo) en los proyectos.

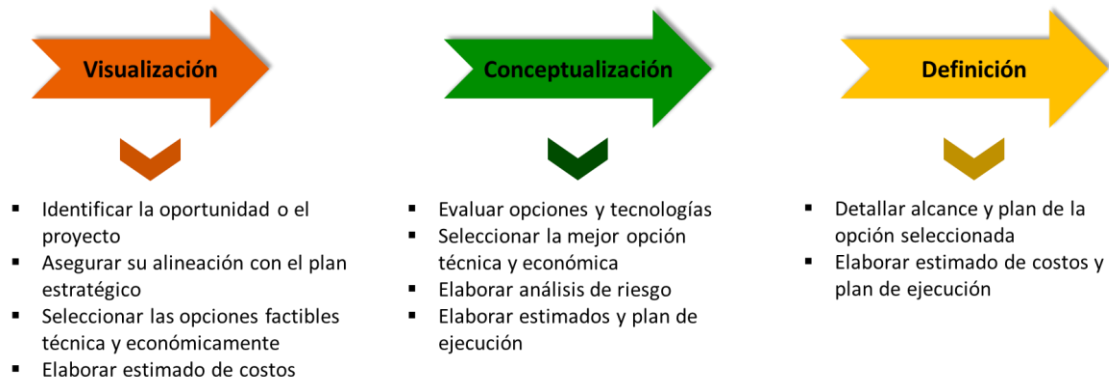


Figura 31. Etapas de la metodología VCD

Estas tres fases constituyen lo que se llama “Definición y Desarrollo” del proyecto, o fase de creación mental para la identificación de valor, abarca el proceso de desarrollo de información estratégica suficiente para analizar el riesgo involucrado y decidir comprometer los recursos necesarios a fin de materializar la idea y su valor económico, teniendo como objetivo maximizar las posibilidades de éxito. Para el logro de sus objetivos la metodología VCD se basa principalmente en tecnologías para análisis de escenarios con métodos estocásticos, tecnologías de optimización y aplicación de estándares industriales.

Visualización²⁰

En la fase de visualización los objetivos son la identificación de escenarios potenciales y los riesgos inherentes a cada escenario. En la identificación de escenarios el equipo de trabajo multidisciplinario construye la matriz de escenarios por categoría o tipo de decisión a tomar. Asimismo, se deben identificar las restricciones de los escenarios: tecnologías y procesos disponibles dentro de los límites técnicos y financieros.

Conceptualización²⁰

La etapa de conceptualización tiene como principales objetivos el análisis de los escenarios preseleccionados en la etapa de visualización y sus riesgos, así como la selección del mejor escenario. se evalúan las opciones y se selecciona aquella que genere mayor valor.

Definición²⁰

La etapa de definición tiene como objetivo el desarrollo de la ingeniería básica del escenario seleccionado, es decir, el plan de ejecución del proyecto. Es en esta etapa donde se planea y desarrolla en detalle la ejecución del escenario seleccionado.

5.1.2 IPC (Ingeniería de Detalle, Procura y Construcción)

Este método es particularmente aplicable a las instalaciones de manufactura, aquellas cuyo objetivo es generar un producto o productos específicos. El diseño, la procura, la instalación y el arranque del equipo de proceso dirigen el proyecto. Se requiere una coordinación cuidadosa entre los proveedores de equipo, debido a que por lo general no se trabaja con un solo vendedor para la adquisición de todo el equipo de proceso.

El arranque y prueba del equipo debe comenzar tan pronto como sea posible, incluyendo la prueba de aceptación en fábrica y la prueba de aceptación en sitio para los centros de maquinaria individual. Para los casos de sistemas completos de proceso, el arranque y puesta en marcha comienzan después de que se logra el funcionamiento mecánico óptimo (definido en términos de que todos los elementos físicos están instalados y probados estáticamente).

5.1.3 Operación, Mantenimiento y Abandono

Estas tres fases corresponden a la vida operativa del equipo diseñado. Comienza desde la puesta en marcha del sistema y continua por varios años dentro de los cuales en ciertos momentos será necesario realizar actividades de mantenimiento a ciertos componentes debido a las difíciles condiciones operativas y al continuo contacto con los fluidos producidos; y así llegar a la etapa final donde se termina el proyecto y se realizan las actividades necesarias para el abandono del equipo.

5.1.4 Calificación tecnológica dentro del proceso de desarrollo de un proyecto

Una vez que se ha definido cada una de las fases para el desarrollo de un proyecto, se procede a establecer la relación con el proceso de calificación tecnológica. Primero se establecen las pautas a seguir cuando la calificación se realiza a un equipo que es completamente nuevo y posteriormente cuando la calificación se realiza a un equipo del cual se tiene amplio conocimiento pero se ha decidido emplear bajo condiciones operativas distintas.

Para el primer caso de aplicación de nueva tecnología, en la fase de visualización se deben seleccionar y evaluar los escenarios factibles desde el punto de vista técnico, económico y de riesgo, aplicables a las condiciones del campo, y considerando como premisa el uso de tecnología probada.

En caso de identificar en esta etapa que no existe tecnología o se requiere proponer mejoras a la existente, entonces debe valorarse el riesgo asociado y tomar la decisión de continuar a la etapa de conceptualización, y nuevamente valorar el desarrollo del proyecto integral, contemplando el concepto de "calificación de tecnología" como un proyecto final cuyo resultado sería el equipo y/o componente.

El equipo/componente del concepto seleccionado será sometido al proceso de calificación, bajo el cual se procederá a evaluar el riesgo y determinar el o los componentes que representan una mayor incertidumbre; posteriormente, se desarrollarán prototipos de estos componentes que serán sometidos a una serie de pruebas en distintos loops de flujo que simulen las condiciones operativas, a fin de obtener evidencia que demuestre que dicho equipo cumplirá los requerimientos de operación establecidos y de este modo el riesgo total del equipo se verá reducido a un nivel aceptable; si el nivel de riesgo no se encuentra a un nivel adecuadamente bajo, se procederá a realizar modificaciones y por lo tanto, las pruebas deberán realizarse nuevamente.

Una vez que el riesgo del sistema se encuentra a un nivel aceptable se procederá a continuar con la siguiente fase del proyecto, el IPC (Ingeniería, Procura y Construcción).

Para el caso de un campo en explotación en la fase de operación y mantenimiento, donde será necesario instalar un equipo que será operado bajo condiciones operativas distintas, entonces se deberá efectuar la calificación de la tecnología, disponiendo de suficiente información. El equipo de trabajo designado para evaluar el proceso de calificación determinará si los requerimientos de operación y los niveles aceptables de riesgo son alcanzados, realizando un simple análisis cualitativo y/o cuantitativo de la información que se posee de experiencias previas o si es necesario llevar cabo pruebas de calificación.

5.2 Ejemplos de procesos de calificación

Existen diversos proyectos de calificación de equipo llevados a cabo o que actualmente se encuentran en desarrollo, a continuación se presentan algunos de estos proyectos.

5.2.1 Calificación de válvulas submarinas – Petrobras¹⁰

Debido a las difíciles condiciones de explotación de los campos costa afuera de Brasil, Petrobras se enfrentó ante la problemática de tirantes de agua cada vez mayores, por lo que requirió equipos altamente confiables, especialmente las válvulas. Para ello se decidió realizar una serie de pruebas a distintos tipos de válvulas de varias compañías para ver cuáles de éstas son las más confiables.

Para estas pruebas, Petrobras se basó en los lineamientos establecidos en los documentos API y agregó otros que consideró necesario para calificar de forma óptima las válvulas y decidir cuál se ajustaba mejor a sus requerimientos. Finalmente, Petrobras a través de CENPES emitió una especificación donde se introducen los principales requerimientos para la calificación de válvulas submarinas a la que llamó BRspec.

Todas estas válvulas son productos que ya pasaron por la etapa de VCD, bajo la cual fueron aprobadas y construidas para satisfacer ciertos estándares. Con esta calificación Petrobras busca determinar cuáles de ellas satisfacen sus difíciles condiciones de operación de sus desarrollos petroleros.

Los requerimientos para calificar estas válvulas se componen de diversas tareas y pruebas para las cuales se emplearon prototipos de distintos modelos de válvulas. Las pruebas realizadas fueron:

Pruebas de sello y métodos de detección de fugas

Todos los prototipos son sometidos inicialmente a una prueba de presión. Asimismo, se realizan pruebas de sello para detectar si existe una fuga que indique una falla en el equipo. Estas principalmente siguen los lineamientos del API, pero se han incluido pruebas adicionales como son pruebas de sello a baja presión, pruebas de presiones externas y pruebas de gas. Cuando el tipo de válvula lo permita, las pruebas serán realizadas en ambas direcciones de flujo.

Estas pruebas han sido realizadas bajo el estándar API 6A donde la regla más importante es que “no se permite fuga visible”; en términos prácticos significa que durante el periodo de la prueba (usualmente de 3 a 15 minutos) si se llega a presentar una fuga, esta debe ser menor a una gota de agua. Para las pruebas de sello realizadas con gas, el BRspec no acepta ninguna burbuja de gas en cada prueba.

Dado que no siempre es posible visualizar directamente la válvula durante la prueba, el BRspec acepta realizar métodos alternativos para determinar si hay goteo, métodos que previamente deben ser validados a través de pruebas de verificación del funcionamiento; por ejemplo, uno de estos métodos está basado en variaciones de presión.

Pruebas cíclicas

Este tipo de pruebas son similares a las pruebas de resistencia y se busca determinar el nivel de desgaste posterior a su uso. El número de ciclos por prueba para cada tipo de válvula dependerá de las condiciones de aplicación bajo las cuales estará sometida la válvula. Dentro de estas pruebas tenemos a las pruebas de:

Ciclo hidráulico: De acuerdo a un análisis realizado a válvulas de manifolds, árboles y PLETs con una vida operativa de aproximadamente 20 años, BRspec determinó tres frecuencias de uso: 12, 4 y 1 ciclo/año. A partir de estos datos se calcula el tiempo medio de fallo, con este valor, BRspec estableció que para válvulas con una frecuencia de uso de 12 ciclos/año se realizarán 10,450 ciclos por prueba, para válvulas con una frecuencia de uso de 4 ciclos/año las pruebas serán de 3,500 ciclos y por último para las válvulas con frecuencia de uso de 1 ciclo/año se realizarán 870 ciclos por prueba.

Ciclo de paro manual: Para cada prueba se determinó un total de 300 ciclos. Las pruebas de ciclo de paro manual son desarrolladas con toda la presión diferencial de la válvula. Es importante limitar la velocidad del ciclo para reducir el calentamiento anormal del mecanismo de paro, lo que causaría su falla prematura.

Ciclo hiperbárico: Ciclos hidráulicos hiperbáricos son desarrollados 200 veces para cumplir el API-17D. El ciclo de paro hiperbárico no es explícitamente requerido, pero cada prototipo desarrollará varias pruebas de torque hiperbáricas.

Paros intermedios

Durante el ciclo hidráulico en una válvula FSC/FSO se requieren paros intermedios para realizar el sellado y las pruebas funcionales en el conjunto de válvula-actuador. Los paros intermedios han mostrado ser útiles para estudios tribológicos y futuras revisiones de diseño.

Pruebas funcionales

Las pruebas funcionales atmosféricas en el ensamble válvula-actuador deben ser realizadas en cada paro intermedio. De forma similar, las pruebas funcionales hiperbáricas deben ser llevadas a cabo para verificar si el prototipo de la válvula cumple con los requerimientos de funcionamiento establecidos en el API-17D.

En estas pruebas, las presiones en los puertos de las válvulas son controladas y monitoreadas a fin de realizar la toma computarizada de datos. Las válvulas hidráulicas sometidas a pruebas funcionales tendrán los siguientes monitoreos de presión: aguas arriba, aguas abajo, en la cavidad del cuerpo, en el actuador y en la cámara hiperbárica.

Esencialmente los criterios de aceptación funcional en el BRspec están basados en los requerimientos del API-17D, adicionalmente se incluyen compensaciones de funcionamiento por la alta densidad de los fluidos base agua y la incertidumbre de los instrumentos.

Pruebas de presión externa

Estas pruebas fueron introducidas después de detectar una falla de sello en una válvula FSC durante una prueba de verificación del funcionamiento, al probar la válvula dentro de una cámara hiperbárica simulando el máximo tirante de agua posible.

La falla ocurrió en el aro del sello metal-metal, localizado entre el cuerpo de la válvula y la tapa. Después de que el goteo externo fluyó dentro de la válvula, el aro comenzó a gotear hacia el exterior, haciendo imposible mantener una presión constante dentro del cuerpo de la válvula.

Por ello se desarrollaron dos pruebas de sello para el ensamble válvula-actuador. La primera es una prueba integral de presión externa, ejecutada a un porcentaje de

105 – 110% del máximo rango de tirante de agua, con una duración de tres minutos. La segunda prueba es una prueba de sello de presión externa, con una duración de quince minutos a un rango de presión de 100% el tirante de agua.

Para ambas pruebas se establece un valor bajo para la presión de orificio de la válvula, de 5 – 10% del máximo tirante de agua y es monitoreado empleado métodos no visuales de detección de goteo. En este caso, un incremento en la presión de la cavidad del cuerpo podría indicar un goteo de la cámara hiperbárica hacia el interior de la válvula.

Pruebas de temperatura

Anteriormente, las pruebas de temperatura no eran requeridas dentro del proceso de calificación. BRspec establece que se realicen varias pruebas de presión, después de realizar las pruebas cíclicas. Por defecto, el rango de temperaturas tiene un límite de 2 °C a 120 °C para todos los equipos.

Se realizarán pruebas combinadas de presión y temperatura al conjunto válvula-actuador, siguiendo el procedimiento descrito en el documento API-6A.

Adicionalmente, se realizaron pruebas de presión de válvulas de 20 ciclos en cada temperatura extrema de acuerdo al nivel PR2 establecido en el API-6A

Desmontaje e inspección

Una vez finalizadas todas las pruebas, los prototipos son desarmados. Este proceso y cada componente obtenido deben ser ampliamente fotografiados. Los siguientes componentes son necesariamente fotografiados e inspeccionados: sello aguas arriba, sello aguas abajo, compuerta (lados identificados), compuerta del vástago, vástago del actuador, mecanismo de rosca de alimentación, pistón del actuador y revestimiento, resorte del actuador, revestimiento del resorte del actuador y guías del actuador. Todos los sellos dinámicos y la mayoría de los sellos estáticos son inspeccionados y fotografiados, incluyendo las siguientes interfaces: sellos x cuerpo, compuerta del vástago x cabezal, pistón del actuador x revestimiento.

5.2.2 Sistema de separación, bombeo e inyección submarina – Tordis^{12, 13}

El sistema de separación, bombeo e inyección submarina (SSBI por sus siglas en inglés) fue la primera estación comercial de procesamiento submarino de su tipo; fue instalado en 2007 en el campo Tordis del Mar del Norte operado por Statoil. La Figura 32 muestra la ubicación de este campo.



Figura 32. Ubicación del campo Tordis¹²

Este equipo incluye un separador para remover el agua de la línea principal procedente de los pozos, una bomba multifásica para bombear los fluidos producidos y una bomba de inyección de agua para la descarga del agua separada en un pozo cisterna. Ver Figura 33.

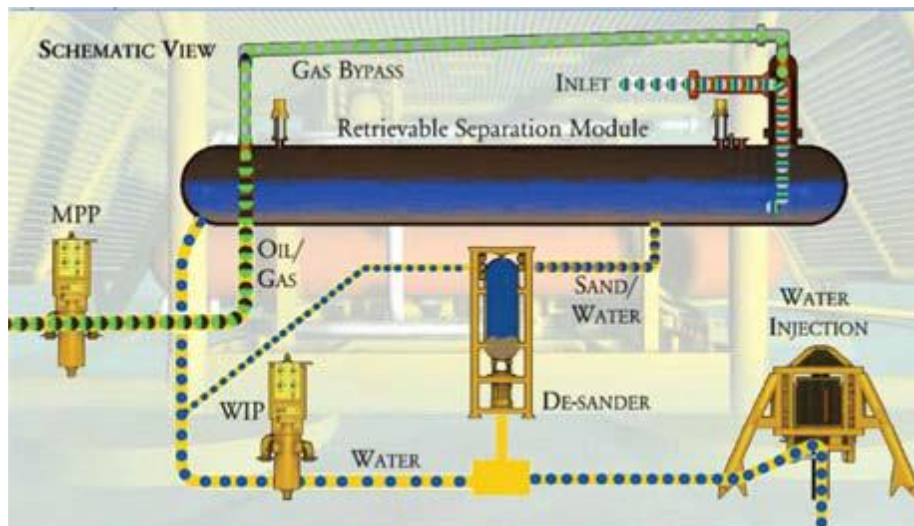


Figura 33. Diagrama de la configuración del sistema de separación, bombeo e inyección submarina¹²

El sistema Tordis SSBI ha sido establecido con un enfoque en el uso de soluciones técnicas simples usando equipo con experiencias operativas previas exitosas tanto para las instalaciones superficiales y submarinas. Sin embargo, se ejecutó un programa de calificación tecnológica para calificar y documentar el funcionamiento de los nuevos componentes durante la etapa VCD del proyecto para determinar si este concepto es aceptado y pasaba a la etapa de IPC para su construcción y posterior aplicación en campo. Este programa comprende las siguientes actividades:

Evaluación del rendimiento del separador

Esta actividad ha sido desarrollada para determinar las expectativas del rendimiento a la salida del separador de acuerdo a la concentración de aceite en agua para el agua que será reinyectada. El propósito de esta prueba es obtener un diseño que proporcione un desempeño de separación satisfactorio a fin de evitar obstrucciones en los internos del separador.

Esta actividad de calificación incluyó el diseño, construcción y prueba de un separador Tordis a menor escala (alrededor de 1:4.5). Las pruebas primero se realizaron en el centro de R&D de Hydro en Porsgrunn, Noruega. (Figura 34).



Figura 34. Separador a escala para la realización de pruebas¹²

Calificación del desarenador

El sistema de arena es de gran importancia para este proyecto debido a la alta producción de arena esperada, por lo que se desarrolló una unidad de desarenador que estaría en paralelo con la bomba de inyección de agua y no en la línea principal como se supuso en un principio. Esta prueba de calificación fue llevada a cabo para demostrar tanto la eficiencia de separación de la arena y la capacidad del desarenador para remover la arena. Para obtener mejores resultados se construyó un desarenador a escala real para las pruebas.

Diseño de la bomba resistente al desgaste

El diseño de la bomba multifásica es el de una bomba helicoaxial dinámica mientras que la bomba de inyección de agua es una bomba tipo centrífuga. Las actividades de calificación para el diseño de la bomba también permitieron actualizar la selección del material de las partes más críticas de la bomba incluyendo las hélices para emplear materiales con alta resistencia a la erosión. Las pruebas fueron

realizadas en las instalaciones de prueba de Framo Engineering en Fusa, a las afueras de Bergen en Noruega. (Ver Figura 35)

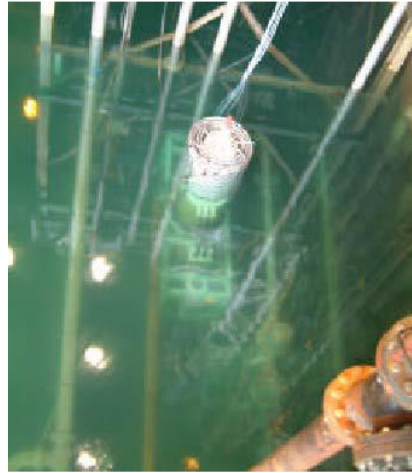


Figura 35. Prueba de la bomba¹²

Conector gemelo seco de 36 kv HV

Existe una distancia significativa entre el SSBI y el suministro de potencia (12 km) por lo que se ha considerado como parte del diseño un transformador submarino entre el cable de suministro de potencia y la bomba para elevar el nivel de voltaje. Por esta necesidad se desarrolló un conector gemelo seco de 36kv HV, cabe resaltar que aunque esta tecnología fue exitosamente calificada en el diseño final del SSBI, no se incluyó.

Pruebas de escurrimiento de arena en válvulas

La estación Tordis SSBI difiere de otros proyectos submarinos debido a las nuevas condiciones operativas en las que se trabajará; esto es particularmente importante para las válvulas que serán parte del sistema de manejo de arena y es por ello que las pruebas de verificación de las válvulas bajo continuo escurrimiento de arena se incluyeron en el programa de calificación de tecnología para así determinar la válvula que mejor se ajustaba a las necesidades.



Figura 36. Prueba de válvulas para el manejo de arena¹²

5.2.3 Compresor Submarino ^{5, 6}

El campo Ormen Lange fue descubierto en 1977 por Norsk Hydro y se localiza en el Mar del Norte aproximadamente a 100 km de la costa noroeste de Noruega, el tirante de agua varía entre los 850 y los 1,100 metros.

Los equipos submarinos a emplearse en Ormen Lange fueron desarrollados por un periodo de tres a cuatro años como un esfuerzo conjunto entre Hydro, Shell y otras compañías fabricantes, se tenía previsto que iniciara su producción en 2007 obteniendo principalmente gas y algunos condensados.

Se realizó un estudio VCD en 2003 cuyo objetivo fue establecer un concepto que fuera posible desarrollar por la mayoría de los proveedores de equipos submarinos. El resultado de este análisis estableció las bases para los requerimientos de los sistemas submarinos de producción de Ormen Lange.

Entre los equipos submarinos a instalarse se tienen dos plantillas submarinas de 8 slots, un PLET y compresores submarinos. Este sistema utilizó en gran medida la tecnología existente y probada con referencias de otras aplicaciones en el mundo; sin embargo algunos elementos requirieron de actividades de calificación para las condiciones de Ormen Lange, mientras que otros son elementos completamente nuevos (por ejemplo, los compresores submarinos contarán con hidrociclones, los cuales son tecnología completamente nueva) que requerirán de una calificación previo a su uso. Las actividades planeadas fueron divididas como sigue:

- Pruebas de calificación y verificación para todos los componentes nuevos.
- Pruebas de aceptación en fábrica para probar que los componentes del sistema de producción satisfacen todos los requerimientos establecidos.
- Pruebas de aceptación en fábrica extendidas para probar que los subsistemas cumplirán satisfactoriamente con todos los requisitos del sistema y detalles especificados.
- Pruebas del sistema para verificar y demostrar la capacidad de todos los subsistemas de operar y funcionar como un sistema integral de producción.
- Pruebas de integración para verificar todas las interfaces externas entre el sistema de producción submarina proporcionado por los contratistas y los equipos suministrados por otros contratos.

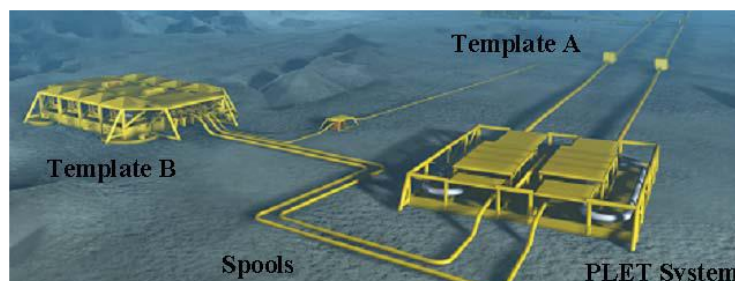


Figura 37. Configuración del campo Ormen Lange⁵

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los nuevos desarrollos tecnológicos empleados para la producción submarina tienen como fin cubrir los retos de profundidad del tirante de agua y las propiedades de los fluidos a las condiciones del lecho marino, a la par que se disminuyen los gastos financieros e incertidumbres relacionadas con la tecnología; para reducir estas incertidumbres y riesgos hasta un nivel aceptable a fin de obtener el mayor beneficio posible es necesario la aplicación de un Programa de Calificación de Tecnología.

Este trabajo presenta cuatro procedimientos de calificación obtenidos en la investigación: Det Norske Veritas, Bureau Veritas, American Petroleum Institute y Aker Solutions. Estos cuatro procedimientos son diferentes entre sí, dependiendo del proyecto de Explotación y el objetivo que la tecnología submarina debe cubrir en cada etapa del proyecto.

Conclusiones

La tecnología submarina debe ser calificada cuando se tengan alguno de los siguientes rubros:

- Diseño completamente nuevo,
- Se haya realizado alguna modificación a uno o más de sus componentes o elementos,
- Se tiene amplia documentación de operación pero que se ha decidido aplicar bajo condiciones operativas muy distintas para las cuáles fue diseñado.

Los procesos de calificación presentados, tienen como objetivo establecer las actividades necesarias para evaluar la tecnología con base a la evidencia y pruebas obtenidas a lo largo del programa y determinar si cumplirá con los requerimientos de operación y los niveles de riesgo establecidos en las bases de la calificación.

Para lograr esto, es necesario que los procesos de calificación establezcan los pasos necesarios para evaluar el riesgo (existen diversas metodologías, entre ellas FMECA, HAZOP, HAZIP, FTA, Análisis “What if”), realizar pruebas ya sea a prototipos o a elementos a escala y/o aplicar modelos numéricos (CFD, FEA) que permitan reunir la evidencia necesaria para validar la tecnología. Dichas metodologías pueden ser empleadas por separado o en conjunto para obtener mejores resultados y nos permitirán identificar los componentes que representen una mayor amenaza, determinar su nivel de riesgo y las posibles consecuencias que se presentarían en caso de que estos componentes presenten una falla.

En la descripción de los procedimientos de calificación, el equipo y/o componente que se pretende calificar es evaluado para determinar el grado de novedad y en base a este decidir el nivel de las actividades de calificación a realizar, estas pueden

ser analíticas o mediante pruebas. Las actividades analíticas consisten en calificar en base a un método analítico que puede ser cualitativo o cuantitativo, donde sólo se revisará la literatura disponible de dicha tecnología y el equipo de expertos establecido realizará la calificación y emitirá su juicio de valor determinando si la tecnología es aprobada.

Para las tecnologías que poseen un alto grado de novedad, será necesario además de las actividades analíticas efectuar pruebas en laboratorio y/o loops de flujo, donde se simulará tan cercano a la realidad como sea posible las condiciones operativas donde se pretende emplear el equipo o de ser posible se realizarán pruebas en campo.

Es importante recalcar que DNV recomienda que las pruebas se realicen en prototipos a escala real, sin embargo, dado los altos costos que esto implicaría los procedimientos aceptan el uso de prototipos a escala, o en su defecto realizar un proceso de calificación combinando pruebas a escala y métodos analíticos que aseguren las confiabilidad de la tecnología que es valorada.

Recomendaciones

El proceso de calificación de tecnología requiere de infraestructura experimental a escala o tamaño real, por lo tanto, se recomienda la construcción de un centro de investigación que albergue loops de flujo e instalaciones para la realización de las actividades de calificación, asimismo que cuente con los sistemas necesarios para el desarrollo de nueva tecnología.

La tecnología submarina representa grandes retos, por ello es recomendable que a la par del crecimiento de la industria en aguas profundas sean desarrollados proyectos de investigación y capacitación de personal en las tecnologías emergentes que en un futuro pueden ser empleados en la explotación de los yacimientos encontrados en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México.

Se recomienda la aplicación de metodologías para la evaluación del riesgo tanto en los proyectos en aguas profundas como en cualquier otra área donde sea necesario el desarrollo y/o mejoramiento de equipos para la explotación y manejo de los hidrocarburos.

Se recomienda la aplicación de un proceso de calificación previo a iniciar la etapa de desarrollo del campo dentro de un proyecto de explotación. Este proceso puede ser iniciado a la par del proyecto, cuando se analizan los posibles escenarios, o posteriormente durante la selección del concepto que implique menor costo y riesgo, dependiendo del grado de novedad del equipo y de quién realice esta calificación

BIBLIOGRAFÍA

1. Almås Berg, I. (14 de Junio de 2010). Design for Reliability – Applied to development of subsea process systems. *Master's Thesis*. Trondheim, Noruega: Norwegian University of Science and Technology.
2. American Petroleum Institute. (Junio de 2010). Subsea Equipment Qualification - Standardized Process for Documentation. *API RP 17Q* .
3. Analysis techniques for system reliability-procedure for failure mode and effects analysis (FMEA). (2006). *IEC 60812*.
4. Bernt, T. (Mayo de 2004). Subsea Facilities. *OTC 16553*. Houston, Texas, USA.
5. Bernt, T., & Smedsrud, E. (Abril de 2007). Ormen Lange Subsea Production System. *OTC 18965*. Houston, Texas, USA.
6. Bjerkreim, B. (Mayo de 2004). Subsea Gas Compression - A Future Option. *OTC 16561*. Houston, Texas, USA.
7. Bureau Veritas. (Diciembre de 2010). Risk Based Qualification of New Technology Methodological Guidelines. *NI 525 DT R00 E*.
8. *Cobalt International Energy*. (2013). Obtenido de <http://www.cobaltintl.com/technology-innovation>
9. Det Norske Veritas. (Julio de 2013). Technology Qualification. *RP-A203*.
10. Euthymiou, E. (Mayo de 2002). One Company's Experience in Subsea Valve Testing. *OTC 14005*. Houston, Texas, USA.
11. *Exploration & Production*. (2013). Obtenido de http://www.epmag.com/EP-Magazine/archive/Separate-oil-water-the-seafloor_663
12. Fantoft, R., Hendriks, T., & Elde, J. (Mayo de 2006). Technology Qualification for the Tordis Subsea Separation, Boosting, and Injection System. *OTC 17981*. Houston, Texas, USA.
13. Gjerdsseth, A. C., Faanes, A., & Ramberg, R. (30 de Abril de 2007). The Tordis IOR Project. *OTC 18749*. Houston, Texas, USA.
14. González Prado, P. B. (2012). *Tipos de Pruebas Requeridas en el Árbol Submarino*. Distrito Federal, México, México: Facultad de Ingeniería UNAM.
15. Landon Mojica, F. J., & Rodríguez Ramírez, L. G. (2010). *Sistemas Submarinos de Producción*. D.F.: IPN.

16. Moreno Magallanes, C. E. (2013). *Introducción al análisis de riesgo y confiabilidad de los árboles submarinos de producción*. Distrito Federal: Facultad de Ingeniería UNAM.
17. *Oceaneering*. (s.f.). Obtenido de <http://www.oceaneering.com/subsea-products/umbilical-solutions/ous-analysis-design-delivery/>
18. *Oceaneering*. (2013). Obtenido de <http://www.oceaneering.com/subsea-products/subsea-hardware/flowline-connection-systems/>
19. *Offshore*. (09 de 01 de 2012). Obtenido de <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-9/flowlines-and-pipelines/diverless-technique-adapted-for-deepwater-repairs-future-tie-ins.html>
20. *offshore-technology*. (2013). Obtenido de http://www.offshore-technology.com/projects/north-america_gallery.html
21. *Oil and Gas Technologies*. (2013). Obtenido de <http://oilandgastechnologies.wordpress.com/2012/08/27/steel-catenary-risers-scr/>
22. Pace Estefen, T., Santos Werneck, D., Macedo Amante, D., Carrijo Jorge, J. P., & Cerqueira Trovado, L. (2005). *Subsea Production System for Gas Field Offshore Brazil*. Rio de Janeiro, Brasil.
23. *Rigzone*. (s.f.). Obtenido de http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=308&c_id=17

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Elementos del cabezal de tubería de revestimiento submarino	12
Figura 2. Comparación de los árboles submarinos	12
Figura 3. Árbol vertical submarino	13
Figura 4. Árbol horizontal submarino.....	13
Figura 5. Manifold en Anadarko Genghis Khan propiedad de FMC Technologies ..	14
Figura 6. Jumper rígido propiedad de Cameron.....	15
Figura 7. Pipeline End Manifold.....	15
Figura 8. Flowline End Termination	16
Figura 9. In Line Slead	16
Figura 10. Distintas configuraciones de risers.....	17
Figura 11. Diagrama de la conexión de los equipos de control (Propiedad de Cameron)	18
Figura 12. Configuración del umbilical	20
Figura 13. Cables de conexión entre el equipo de producción y control submarino	20
Figura 14. Unidad de separación submarina.....	21
Figura 15. Unidad de bombeo propiedad de Cameron	22
Figura 16. Etapas para la evaluación de riesgo	24
Figura 17. Ejemplo de matriz de riesgo.....	25
Figura 18. Pasos básicos del proceso de calificación tecnológica	28
Figura 19. Matriz de riesgo (B=Bajo, M=Medio, A=Alto)	32
Figura 20. Formato estándar de la hoja de trabajo FMECA (2010).....	40
Figura 21. Matriz de nivel de criticidad	43
Figura 22. Plantilla FMA	49
Figura 23. Etapas del proceso de calificación de Aker Solutions	51
Figura 24. Fase 1 del modelo de calificación de Aker Solutions	52
Figura 25. Fase 2 del modelo de calificación de Aker Solutions	54
Figura 26. Fase 3 del modelo de calificación de Aker Solutions	56
Figura 27. Fase 4 del modelo de calificación de Aker Solutions	57
Figura 28. Fase 5 del proceso de calificación de Aker Solutions	59
Figura 29. Ejemplo simplificado de calificación de una bomba	61
Figura 30. Proceso de desarrollo de un proyecto.....	66
Figura 31. Etapas de la metodología VCD	67
Figura 32. Ubicación del campo Tordis	73
Figura 33. Diagrama de la configuración del sistema de separación, bombeo e inyección submarina.....	73
Figura 34. Separador a escala para la realización de pruebas	74
Figura 35. Prueba de la bomba.....	75
Figura 36. Prueba de válvulas para el manejo de arena	75
Figura 37. Configuración del campo Ormen Lange.....	76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de Pemex para campos costa afuera	5
Tabla 2. Clasificación de la tecnología de acuerdo a Det Norske Veritas	30
Tabla 3. Ejemplo de niveles de probabilidad cualitativa	32
Tabla 4. Clasificación de la tecnología de acuerdo a Bureau Veritas.....	39
Tabla 5. Escala de valores para la frecuencia.....	42
Tabla 6. Escala de valores de la severidad.....	42
Tabla 7. Ejemplo para la evaluación del proceso de calificación.....	46