



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

---

**TIPOS DE PRUEBAS REQUERIDAS  
EN EL ÁRBOL SUBMARINO**

---

**TESIS PROFESIONAL**

**P R E S E N T A**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA PETROLERA**

**PATRICIA BERENICE GONZÁLEZ PRADO**

**DIRECTOR DE TESIS**

**M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**

**COORDIRECTORA**

**M.I. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**

**MÉXICO DF, CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012.**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

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

Quiero agradecer a la M.I. Ana Bertha González Moreno por recibirme con los brazos abiertos y brindarme su apoyo, tiempo, dedicación y paciencia para la realización de este trabajo. A su vez estoy agradecida con a su excelente grupo multidisciplinario de trabajo: Ing. Jesús Rodríguez, M.I. Raúl Meza y M.I. Jaime del Río por su disponibilidad y accesibilidad para aclarar cualquier tipo de duda y en específico todo lo relacionado con el área de Sistemas Submarinos de Producción.

Agradezco a los profesores de la Facultad de Ingeniería, ya que siendo ingenieros de profesión, desarrollaron una excelente vocación como maestros, comprometidos a demandar lo mejor de los estudiantes, gracias por darse la oportunidad de compartir y transmitir sus experiencias y conocimientos, por ser ejemplos a seguir: generarme gratas experiencias y revelarme cada una de las áreas de la Ingeniería Petrolera. Gracias Ing. Octavio Steffani Vargas, M.I. Alejandro Cortés Cortés, M.I. Isabel Villegas Javier, M.I. Gaspar Franco Hernández, Ing. Ramón Domínguez Betancourt, Dr. Rafael Rodríguez Nieto y por ultimo pero no menos importante agradezco a mi director de tesis M.I. José Ángel Gómez Cabrera y a mis sinodales Dr. Néstor Martínez, Felipe de Jesús Lucero Aranda, Ing. Israel Castro y M.I. Rafael Viñas Rodríguez porque a pesar de sus ocupaciones siempre tuvieron la mejor disposición para colaborar con valiosas y enriquecedoras contribuciones para la culminación de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi segundo hogar durante una inolvidable etapa de mi vida y albergar increíbles momentos como estudiante y deportista. Porque es un orgullo forjarme como profesionista de esta máxima casa de estudios y en específico de la Facultad de Ingeniería.

*A la C.P. Bertha Patricia Prado Moreno por ser una mujer intuitiva, trabajadora, comprometida, honesta, elemental, amorosa y por ser mi ejemplo a seguir, te admiro mucho mamá. Al Lic. Héctor Francisco González Cortés, por su fortaleza y sensibilidad, por la valentía inculcada ya que gracias a ti me siento segura y no tengo miedo de nada. Mamá y Papá siempre les estaré eternamente agradecida por su amor, por darme la vida, e inculcarme valores y principios para crecer como persona y por ser un apoyo constante e incondicional para concretar mis objetivos. ¡Los amo mucho!*

*Al Lic. Oscar Margain Pitman y a la C.P. Araceli Pitman Berron por su inquebrantable amistad con mis padres y todo el apoyo que me han brindado a mí y a mi familia.*

*A la familia González Cortés, gracias Alicia Cortés por emanar esas ganas de vivir y disfrutar cada gota e instante de la vida, a Hugo, Maru y Lara por ser consentidores, confidentes, cómplices y bulliciosos. A Diana, Víctor, Sandra, Oscar, Denisse, Dani y Humberto por ser esos primos con la confianza de amigos y el cariño de hermanos, los amo.*

*A la familia Prado Moreno, gracias a Bertha Moreno por ser una segunda madre y ver por mí y en todo momento, por cumplirme mis caprichos y educarme a tu manera. A Gerardo, María Elena, Alfredo, Elizabeth, Araceli, Román y Eduardo por quererme tanto, por sus cuidados desde pequeña y por ser egros, amigos o aleahuetes en los momentos indicados. A Mari, Jerry, Mari Fer y Rodrigo porque a pesar de las distancias y las edades aprendo mucho de ustedes, también los amo.*

*Al Ing. Eredi Carlos Ramírez Mayo por ser un amigo divertido, un compañero agradable y un novio excelente, al pendiente de mí en todo momento, gracias por compartir todo este tiempo conmigo. ¡Te amo!*

*A mis amigas y amigos: Yanik, Adri, Viri, Susana, Grecia, Male, Karen, Olga, Renato, Diego, Lucia, Paulina, Yusam, Daniel, Teto, Pancho, Zamora, Chino, Chuster, Iván, Apa, Pepe, Juanjo, Forge, Chava, Vato, Buzz, Cesar, Yahy, Rodolfo, Alibach por sensacarme en todo momento, por sus sabios consejos, comentarios, críticas, motivaciones, consuelos, alegrías, bailes, fiestas, etc.*

## DEDICATORIAS

*Quiero dedicar este trabajo a dos personas exclusivamente:*

- *A Joaquín Prado Buendía† por inculcarme su dulce carácter y ser un abuelo consentidor que me hubiera encantado que me acompañara en estos momentos y muchos más.*
- *A Luis Fernando González Prado por ser mi igual, mi hermano, porque tal vez yo no puedo ver la complejidad de las cosas así como tu las ves pero sé que eres un hombre capaz, con un gran corazón, que posee todo lo necesario para llegar tan lejos como te lo propongas: solo es cuestión de que dispongas un poco de tu parte para que superes tus adversidades, que concretes tus metas y que realices tus sueños porque quiero ver el hombre pleno que tanto ocultas. Gracias por ser mi hermano menor.*

*¡Te amo Fer!*

## **RESUMEN**

El objetivo de esta tesis es generar un documento técnico, concreto y confiable de consulta para el área de ingeniería petrolera, que permita identificar y conocer los tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino de producción; ya que comúnmente en la industria únicamente se realizan las pruebas “FAT” (Pruebas de Aceptación en Fábrica), adicionales a estas y para el caso específico de los equipos submarinos de producción se realizan las pruebas “EFAT” (Pruebas Extendidas de Aceptación en Fábrica) y las pruebas “SIT” (Pruebas de Integración del Sistema) con la finalidad de garantizar la instalación, operación y funcionamiento óptimo de los equipos submarinos lo largo de la vida del campo.

La demanda y consumo de los hidrocarburos a nivel mundial, ha ocasionado que las empresas operadoras enfrenten retos tecnológicos en la búsqueda de nuevos campos, especialmente en campos costa afuera y tirantes de agua que han llegado alcanzar hasta más de los 3000m. Es por ello que esta tecnología debe garantizar la producción de hidrocarburos de manera segura. La importancia de las pruebas radica en prevenir cualquier tipo de falla en el equipo que pueda generar pérdidas económicas del orden de millones de dólares o bien ocasionar daños severos al medio ambiente. Es por ello que la realización de pruebas a equipos submarinos es una parte fundamental en la planeación y el desarrollo de un proyecto en un campo submarino.

Para el desarrollo de la tesis, primordialmente en el capítulo I se definen las clasificaciones de aguas profundas conforme al tirante de agua; se identifican las etapas en las cuales se realizan las pruebas de acuerdo a la metodología VCD (visualización, conceptualización y definición) y se resalta lo importante que es garantizar el funcionamiento óptimo de los equipos mediante la realización de pruebas desde un punto de vista económico.

El capítulo II pretende mostrar un panorama general de los sistemas submarinos de producción, definiendo cada uno de ellos y sus características principales, profundizando exclusivamente en el tema del árbol submarino ya que es el primer sistema que tiene contacto con el fluido, controla, monitorea y regula la producción, además de ser el equipo con un mayor número de componentes (1,500) que requieren de un alto grado de confiabilidad.

El capítulo III, establece una serie de recomendaciones a considerar para el diseño de cualquier equipo submarino relacionadas con: el entorno submarino, la planeación, instalación, operación y mantenimiento del campo. A su vez describe los principales requerimientos de diseño solicitados por el fabricante para la manufactura de los equipos de acuerdo a las características específicas del yacimiento. Cabe resaltar que los requerimientos de diseño son de gran importancia en las pruebas (FAT) ya que definen los límites los cuales deben ser diseñados, probados y validados los equipos submarinos.

Para abordar el tema de las pruebas FAT, EFAT y SIT en el capítulo IV se definen cada una de ellas de manera general y posteriormente se orientan exclusivamente hacia el árbol submarino estandarizado.

Para finalizar se anexan las conclusiones y recomendaciones.

# ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	9
II.	EQUIPOS QUE INTEGRAN LOS SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN	12
II.1.	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA	14
II.1.1.	ÁRBOL SUBMARINO	14
II.1.2.	RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN	23
II.1.3.	LÍNEAS DE TRANSPORTE	25
II.1.4.	SISTEMAS DE CONTROL	29
II.1.6.	INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y EQUIPO DE PROCESAMIENTO	36
III.	CONSIDERACIONES Y REQUERIMIENTOS DE DISEÑO	37
III.1.	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	38
III.1.1.	CRITERIOS DE DISEÑO	38
III.1.2.	DESARROLLO DEL CAMPO	44
III.1.3.	DISEÑO DE CARGAS	46
III.1.4.	DISEÑO DEL SISTEMA	46
III.2.	REQUERIMIENTOS DE DISEÑO	50
III.2.1.	RANGOS DE PRESIÓN	50
III.2.2.	RANGOS DE TEMPERATURA	51
III.2.3.	MATERIAL	51
III.2.4.	REQUERIMIENTOS DE FUNCIONALIDAD [PR]	52
III.2.5.	NIVELES DE ESPECIFICACIÓN DEL PRODUCTO [PSL]	53



IV.	TIPOS DE PRUEBAS A EQUIPOS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN	55
IV.1.	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [FAT]	56
IV.2.	PRUEBAS EXTENDIDAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [EFAT]	57
IV.3.	PRUEBAS DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA [SIT]	58
V.	DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS	60
V.1.	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [FAT]	60
V.1.1.	MATERIALES Y SOLDADURAS	62
V.1.2.	AJUSTE Y ENSAMBLE	62
V.1.3.	DIÁMETRO	62
V.1.4.	HIDROSTÁTICAS	63
V.1.5.	HIDROSTÁTICAS DE GAS	66
V.1.6.	CICLICAS	67
V.1.7.	PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO Y FUNCIONALIDAD	72
V.1.8.	HIPERBÁRICAS	78
V.1.9.	CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DE LA PRUEBAS FAT	79
V.2.	PRUEBAS EXTENDIDAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [EFAT]	83
V.2.1.	CONSIDERACIONES PREVIAS	84
V.2.2.	DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS EFAT POR COMPONENTE	85
V.3.	PRUEBAS DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA [SIT]	92
V.3.1	PLANEACIÓN DE LAS PRUEBAS	92
V.3.2.	REQUERIMIENTOS Y PROCEDIMIENTOS DE LAS PRUEBAS	95
V.3.3.	ETAPAS DE LAS PRUEBAS	96
V.3.4.	DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS SIT POR EQUIPO	99
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
	BIBLIOGRAFÍA	113
	ANEXOS	115
	LISTA DE FIGURAS	115
	LISTA DE TABLAS	116
	ACRÓNIMOS	117

## I. INTRODUCCIÓN

El incremento de la demanda de hidrocarburos a nivel mundial ha orillado a la Industria petrolera a incursionar en aguas profundas, debido al decremento de la producción de hidrocarburos en aguas someras. Actualmente en países como Reino Unido, Noruega, África, Brasil y en el Golfo de México se han obtenido notables resultados de la explotación de campos en aguas profundas, ya que es una atractiva alternativa, que ofrece altas probabilidades de recuperar grandes volúmenes de hidrocarburos; sin embargo, la problemática radica en que se requiere de nuevas y costosas tecnologías, para garantizar el desarrollo del campo y maximizar la producción de hidrocarburos de manera segura y confiable, al menor costo posible.

Inicialmente es importante definir aguas profundas conforme a la clasificación establecida por la industria. En México, Petróleos Mexicanos (Pemex), establece la siguiente clasificación para aguas profundas:

	<b>Aguas Someras</b>	<b>Aguas Profundas</b>	<b>Aguas Ultra-Profundas</b>
[m]	0-500	500-1500	>1500
[Ft]	<1613	1613-5000	>5000

Tabla I.1. Clasificación de aguas profundas según PEMEX.

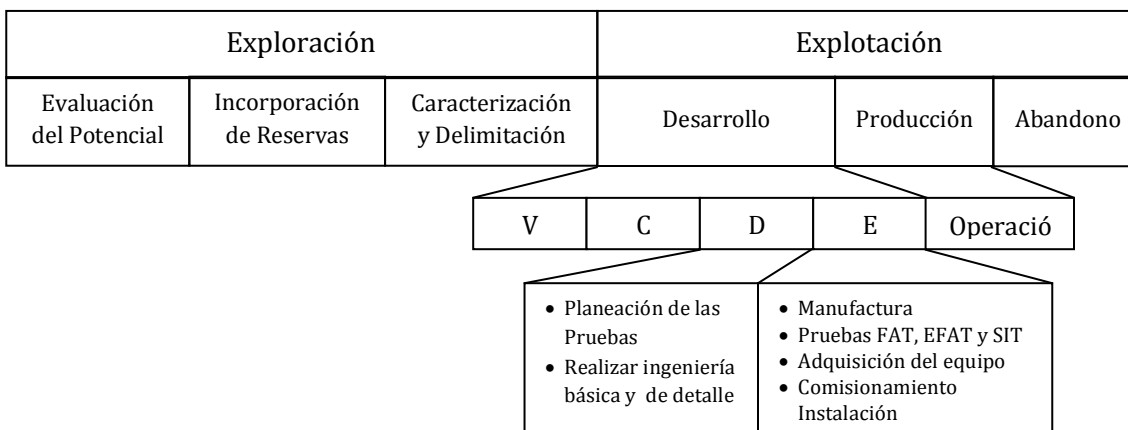
El API (American Petroleum Institute) en la ISO 13628-1 (17-A) define las profundidades, según la tabla siguiente:

	<b>Aguas Someras</b>	<b>Aguas Profundas</b>	<b>Aguas Ultra-Profundas</b>
[m]	0-610	610-1800	>1830
[Ft]	<2000	2000-6000	>6000

Tabla I.2. Clasificación de aguas profundas según la API 17-A.

Sin embargo aguas profundas amerita diversos retos tecnológicos, pues las grandes profundidades, las bajas temperaturas, las altas presiones hidrostáticas y el tipo de suelo en el lecho marino, exigen, se utilicen nuevas tecnologías. Asimismo, la exploración, perforación (embarcaciones, plataformas, herramientas, etc.), terminación, instalación, mantenimiento, reparación (robots -ROV “Remote Operated Vehicle-), manejo, transporte y procesamiento de los hidrocarburos en el lecho marino, exigen, se garantice el funcionamiento de los equipos submarinos y las actividades, las cuales pueden llegar a tener un costo hasta 10 veces mayor que en tierra.

La aplicación de la metodología FEL (Front End Loading) en la explotación de campos en aguas profundas, es una herramienta para la planeación y ejecución de proyectos que permite evaluar equipos y definir las actividades, desde la fase de planeación, instalación, operación y abandono de los equipos. A continuación se describirán las etapas en las que se realizan las pruebas.



**Fig. I. 1. Etapas de desarrollo de un campo**

Esta tesis se centra en la etapa de desarrollo del campo, la cual de acuerdo a una metodología FEL, se clasificó en tres: V, C, D y E.

Durante la etapa de V, de “visualización”, se identifican múltiples escenarios de producción con base en un soporte técnico obtenido de las consideraciones de diseño. En la etapa C, de “conceptualización” se evalúan y jerarquizan los escenarios para seleccionar el mejor de ellos y así poder seleccionar el equipo requerido para la producción de los hidrocarburos de acuerdo a las condiciones de operación. Posteriormente en la D, de “definición” se realiza la ingeniería básica y de detalle, donde se planea y definen las condiciones específicas a detalle de la perforación, terminación y selección de los equipos submarinos de producción. En esta etapa se realiza la planeación de las pruebas de acuerdo al tiempo de entrega de los equipos.

La etapa E de “ejecución” la manufactura, la realización de las pruebas FAT, EFAT, SIT, la adquisición del equipo, el comisionamiento (transporte, integración) y la instalación de los equipos en el lecho marino. Antes de ser instalados en el lecho marino, los equipos serán probados nuevamente para finalmente entrar a la etapa de puesta en marcha y operación del equipo.

Para enfatizar la importancia de las pruebas basta con visualizar el artículo “Análisis de Efecto y Criticidad de los Modos de Falla”,<sup>6</sup> donde se muestran las repercusiones en costos que puede generar la falla de una válvula del árbol de producción en aguas someras. Una falla en la válvula maestra de producción de un árbol requiere que esta sea sustituida por al menos 6 buzos (DSV “Diving Support Vessels”), durante 18 horas, más un día para movilizar el barco, unas dos semanas para realizar el procedimiento, durante el cual es necesario suspender la producción de 10,000 bpd, considerando el precio del barril a \$52 DPB.

<b>ACTIVIDAD/COMPONENTE</b>	<b>PRECIO</b>
<b>Interrupción de producción</b>	US \$ 7,280,000.00
<b>Válvula maestra</b>	US \$ 9,800.00
<b>Barco por día</b>	US \$ 150,000.00
<b>(6 buzos por 18 horas c/barco de respaldo)</b>	
<b>Intervención y reparación</b>	US \$ 412,500.00
<b>Costo final</b>	<b>US \$ 9,132,300.00</b>

Tabla I. 3. Costos por actividad y/o componente.

De modo que la falla en la válvula maestra es la suma de el costo del material (\$ 9,800 USD), más el de intervención y preparación \$412,500.00 USD, más el de interrupción de producción \$ 7, 280,000 USD generando un total de \$9,132,300.00 USD, disparando el precio del barril de \$52 USD/bl a 140 USD/bl.

Ahora bien, si se tratara de una válvula en aguas profundas, en primera instancia, se requerirá desinstalar y sacar el árbol submarino, ya que las válvulas forman parte del cuerpo del mismo. Ello implicaría un mayor tiempo de traslado de los barcos y de herramientas específicas (ROV’s, IWOCS) para la intervención del pozo, cuyo costo es de \$500,000 USD por día. Entonces, los egresos previstos al inicio del proyecto pueden dispararse exponencialmente, por tanto es de vital importancia garantizar el funcionamiento de los equipos submarinos mediante una serie de pruebas específicas realizadas a todos los equipos submarinos.

## **II. EQUIPOS QUE INTEGRAN LOS SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN**

Los sistemas submarinos de producción, son los equipos instalados en el lecho marino, cuya función es conducir y controlar de manera segura los fluidos provenientes del pozo a alguna instalación en superficie.

A la distribución y ubicación de los equipos submarinos en el lecho marino se le conoce como “arquitectura submarina”, la cual es diseñada de acuerdo a las condiciones y características de explotación del campo.

De modo que el objetivo del presente capítulo es describir los equipos submarinos de producción, clasificando los sistemas en seis puntos principales: el pozo, las líneas de conducción, los recolectores de producción, los sistemas de control, instrumentos de medición y los equipos de procesamiento.

Referente a los equipos submarinos, es importante comprender cuáles son y cuál es su función dentro de la arquitectura submarina, por lo tanto, se describirán muy brevemente cada uno de ellos, y sus características principales. (Ver fig. II.1 y II.2)

Para la descripción de los equipos submarinos partiremos del pozo, donde se describe en términos generales, la terminación, el cabezal y los tipos de árboles submarinos que existen en el mercado.

Posteriormente se describirán los equipos de recolección y las líneas de producción que existen conforme al transporte y manejo de los hidrocarburos desde el lecho marino hasta superficie.

Y finalmente tenemos los sistemas de control para monitorear y operar los equipos submarinos de producción.

Cabe mencionar que el enfoque de esta tesis es en específico a los árboles de producción, es por ello que para los demás equipos submarinos únicamente se dará una breve descripción para conocer su importancia dentro de la arquitectura submarina.

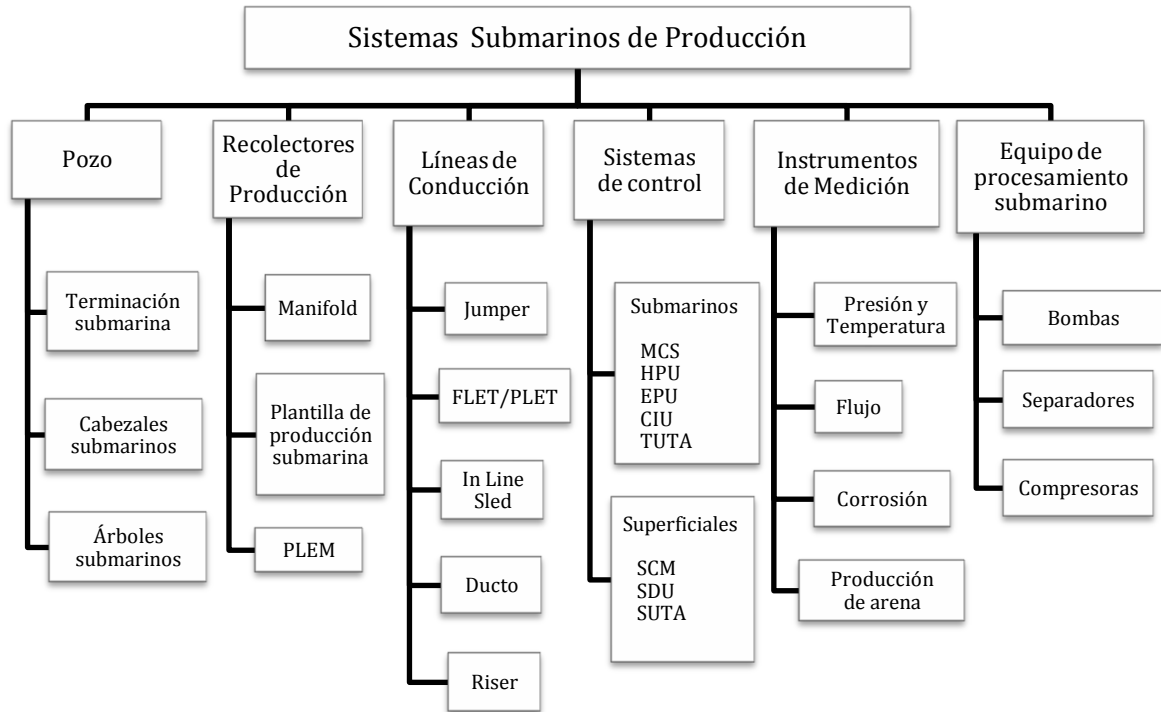


Fig. II. 1. Mapa conceptual de un Sistema Submarino de Producción.

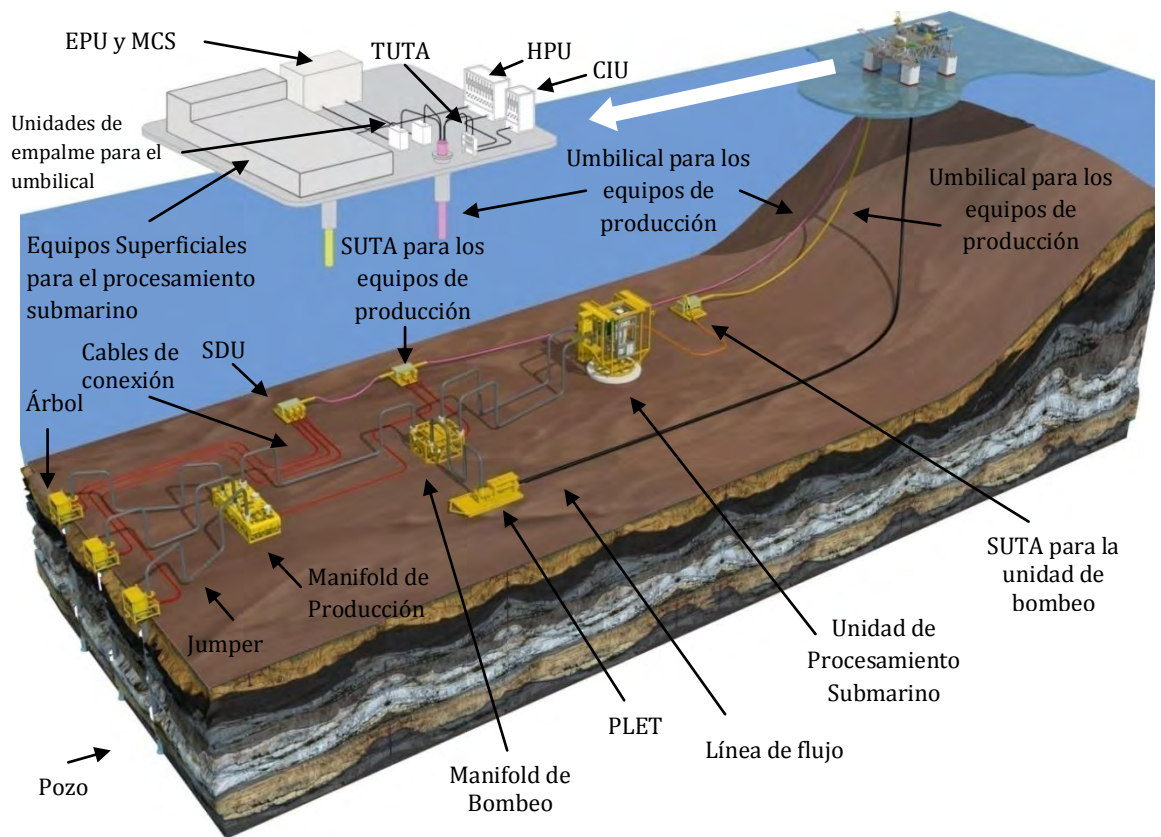


Fig. II. 2. Equipos Submarinos de Producción.

## II.1. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PRODUCCIÓN SUBMARINA

### II.1.1. ÁRBOL SUBMARINO

#### POZO

Un pozo como tal; es un agujero realizado por una barrena. Ahora bien un pozo en aguas profundas requiere de una serie de procedimientos y tecnologías (sartas, barrenas, preventores, lodos, herramientas direccionales, cabezales, etc.) para transportar la producción de hidrocarburos de forma segura y controlada desde el yacimiento hasta el lecho marino.

Es importante definir al pozo ya que contiene a la terminación submarina y es la base para el cabezal que a su vez alojara al árbol submarino.

#### TERMINACIÓN

Es la etapa posterior a la perforación y de gran importancia ya que se realiza con la finalidad de instalar las herramientas (válvulas, tuberías de producción, empacadores, sensores de fondo, etc.) dentro del pozo para conectar el yacimiento y llevar la producción de hidrocarburos de manera optima y controlada; maximizando la producción al menor costo posible y de forma segura.

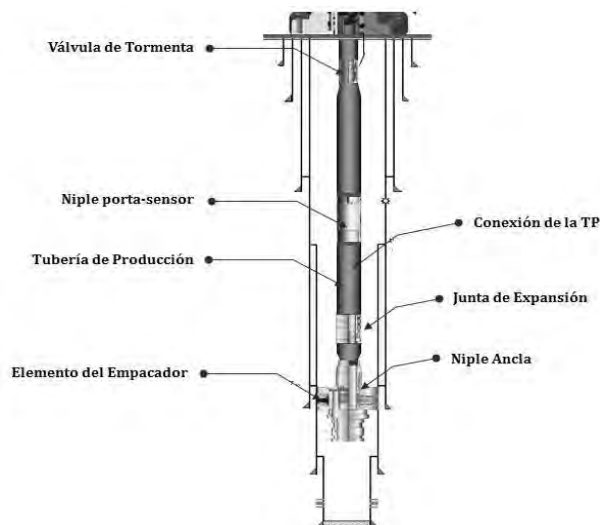


Fig. II. 3. Configuración de una Terminación Submarina.

Una terminación submarina contempla elementos para la inhibición de hidratos, el monitoreo de la presión y la temperatura, además los nuevos dispositivos inteligentes para controlar el flujo en una terminación multilateral. Es por ello que se debe minimizar el acceso al pozo a corto mediano y largo plazo para evitar futuras intervenciones que pueden elevar los costos del proyecto.

## CABEZAL SUBMARINO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El cabezal submarino de la tubería de revestimiento (wellhead por su nombre en inglés) es la interface entre el pozo y el árbol submarino.

Sus funciones principales son:

- Sostener y sellar el árbol submarino.
- Soportar y sellar el colgador de la tubería revestimiento. (dependiendo del diseño).
- Reforzar al preventor BOP mientras se está perforando.

Para diferenciar los tipos de cabezales se consideran criterios como el tirante de agua al cual será instalado, el tipo de plataforma que se tiene y el equipo que fue utilizado durante la perforación del pozo.

Los principales componentes de un cabezal submarino son los siguientes:

1. Cabezal alojador de las TR's
2. Cabezal alojador de alta presión.
3. Ensamble de sello.
4. Conexión al árbol.
5. Cabezal alojador de baja presión.
6. Base guía.
7. Tubería de revestimiento. TR

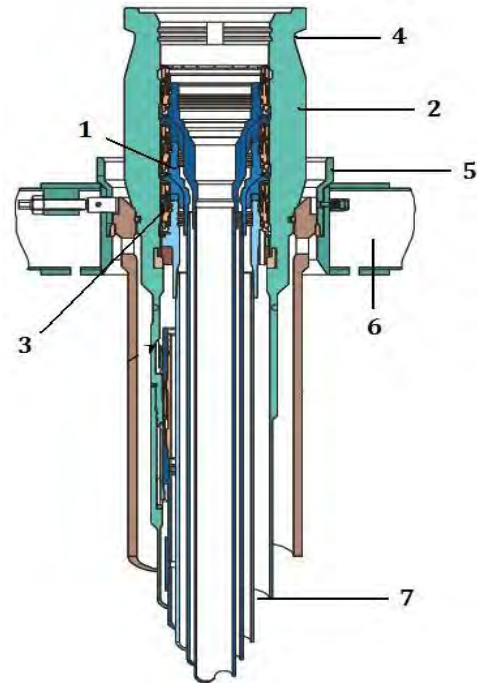


Fig. II. 4. Componentes del Cabezal Submarino.<sup>9</sup>

Existen dos tipos de cabezales de pozo:

- **Submarino.** Se utiliza si el pozo se perfora a una mayor profundidad con plataforma flotante.
- **Mudline.** Se utiliza si el pozo se perfora a un tirante de agua poco profundo con una plataforma fija.



## ÁRBOL SUBMARINO

El árbol submarino es la conexión o interfase entre la cabeza del pozo y los jumpers, está compuesto por un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad, cuyo objetivo es vigilar y controlar la producción.

Los árboles submarinos son operados mediante un sistema de control, encargado de operar las siguientes funciones:

- Controlar y regular el flujo de los fluidos producidos mediante las válvulas y el estrangulador.
- Controlar la inyección de inhibidores a través de las válvulas de inyección.
- Monitoreo de gastos, presiones y temperaturas.
- Operación de válvulas de seguridad.
- Inyección de químicos.
- Operaciones de intervención de pozos.

Los principales componentes de árbol a describir, son:

- Estrangulador
- Válvulas (producción ó inyección)
- Tapa del árbol
- Cabezal de tubería de producción
- Módulo de control

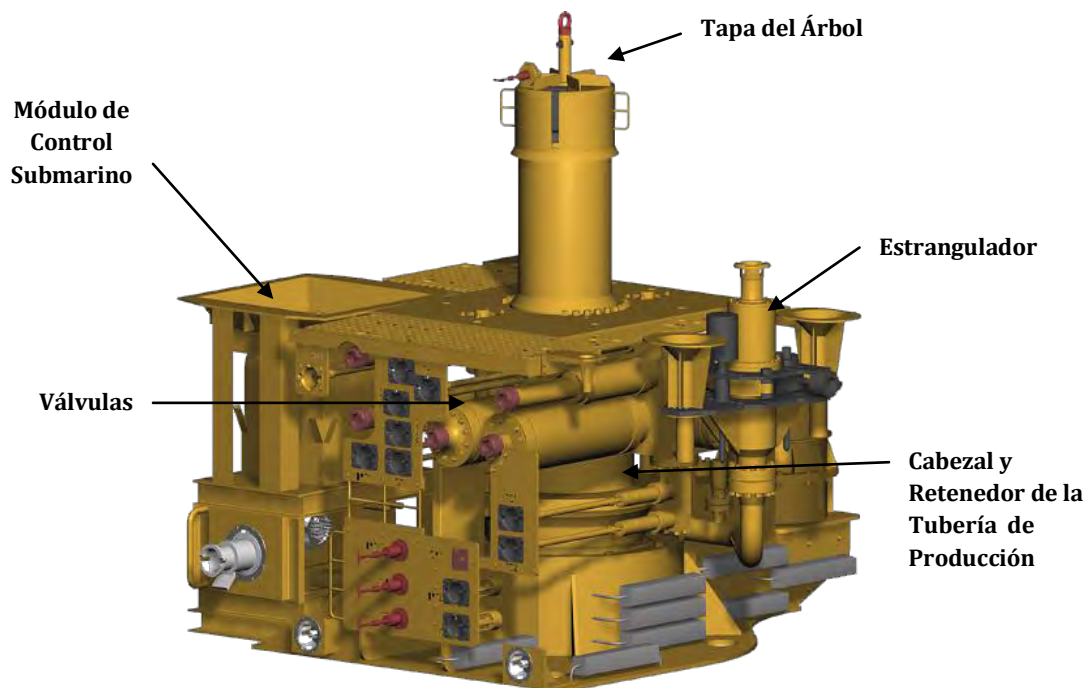


Fig. II. 5. Componentes principales del árbol submarino (Propiedad de Cameron).

## Estrangulador

Su función dentro del árbol submarino es regular el flujo de fluidos mediante el control de la presión y la restricción del flujo; estos pueden ser recuperables ó no recuperables. En la figura II.7 se muestra la estructura interna de un estrangulador submarino.

Algunas de las funciones del estrangulador son:

- Apertura y cierre del pozo.
- Control seguro de la producción de hidrocarburos.
- Control de la presión en las líneas de flujo.
- Regula el gasto de los fluidos para alargar la vida de producción.
- Protege las válvulas del árbol de altas presiones durante la apertura y cierre.
- Permite controlar la producción de arena y/o agua



Fig. II. 6. Mecanismo Interno de un Estrangulador Submarino.

## Válvulas principales del árbol submarino

Las válvulas se encargan de restringir el flujo de los fluidos en el árbol. Son operadas de manera hidráulica, electro-hidráulica o manualmente (mediante el uso de ROVs), funcionan mediante un actuador que provoca la apertura y cierre de las mismas, el común mente utilizado es el electro-hidráulico.

Las válvulas se pueden clasificar de acuerdo a su mecanismo de operación, estas pueden ser de compuerta, aguja o check dependiendo del arreglo y el tipo de árbol, las válvulas en el árbol submarino son principalmente de compuerta. (Ver figura II.7)

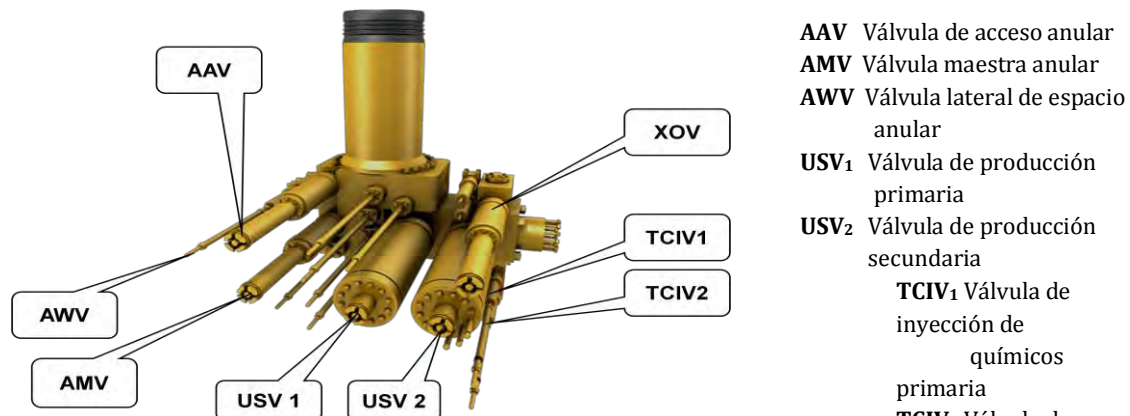


Fig. II. 7. Válvulas del Árbol Submarino (Propiedad de Cameron).

## Tapa del árbol

Las tapas de los árboles se encargan de sellar y proteger al árbol, dependiendo del tipo de árbol ya sea horizontal o vertical es el tipo de tapa. Estas pueden ser lo suficientemente ligeras para ser instalados mediante ROV's directamente sobre el árbol ó por medio de una herramienta de instalación. (Ver figura II.8)

En los arboles verticales la tapa se encarga de proteger la parte superior de los ambientes submarinos y funciona como sello de los agujeros de producción y de espacio anular, además de actuar como protección de las válvulas de acceso (swab valves).

Para los arboles horizontales, la tapa interna sirve como elemento de sello y protección del agujero proporcionando una doble barrera en el agujero de producción; y la tapa externa además de sellar y proteger la parte superior del árbol de las condiciones submarinas externas a él, se encarga de proveer la comunicación con el pozo, cuando este se va a intervenir.



**Fig. II. 8. Tapa del árbol submarino (Propiedad de Cameron).**

## Cabezal de la tubería de producción

El cabezal de la tubería de producción, también conocido como “tubing head” (TH) por su nombre en inglés; Es una conexión de bridas que sostiene la sarta de tubería de producción, cerrando el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción proporcionando una conexión que soporta el árbol de válvulas. (Ver figura II.9)

Como complemento del cabezal de la tubería de producción, se tiene el colgador de la tubería de producción que es un arreglo de cuñas, montadas en un cuerpo de acero que sirven de soporte para sostener la sarta de la tubería de producción.

Algunas funciones del colgador son:

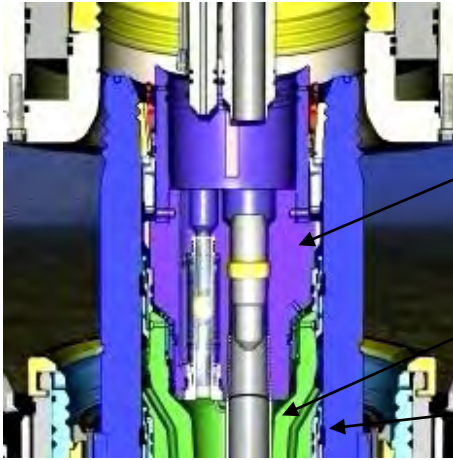
- Conectar el cabezal submarino con el árbol.
- Sostener la tubería de producción.
- Cerrar el espacio anular del pozo.
- Producción directa dentro del pozo.



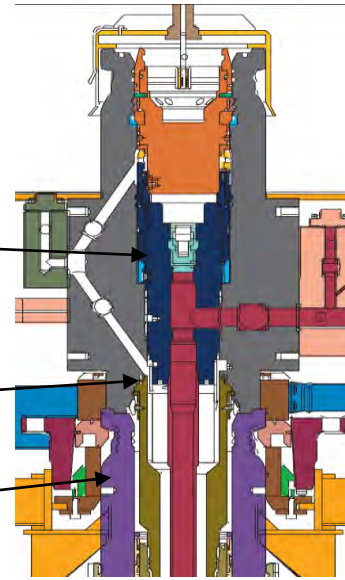
**Fig. II. 9. Colgador de la tubería de producción.**

En la figura II.10 se muestran los diferentes tipos de retenedores de la tubería de producción dependiendo del tipo del árbol.

## Árbol Vertical



## Árbol Horizontal



Colgador de la tubería de producción

Cabezal de la tubería de producción

Cabezal de alta presión

Fig. II. 10. Tipos de Retenedores de la Tubería de Producción.

## Módulo de control submarino

El módulo de control submarino es un componente recuperable del árbol que recibe el suministro de energía eléctrica y el fluido hidráulico requerido para operar el árbol.

Mediante el suministro eléctrico:

- Por medio de fibra óptica recibe las instrucciones (apertura y cierre de válvulas y estrangulador) enviadas desde las instalaciones en superficie.
- Envía la información adquirida de los sensores de presión y temperatura en fondo y en la cabeza del pozo.
- Mediante el fluido hidráulico dosifica e inyecta inhibidores, requeridos para la prevención de hidratos.



Fig. II. 11. Módulos de Control Submarino (Propiedad de Cameron).

## TIPOS DE LOS ARBOLES SUBMARINOS

Los árboles submarinos se clasifican en horizontales y verticales, dependiendo de donde se aloje el cabezal de la tubería de producción y las válvulas principales. Como se puede observar a continuación:

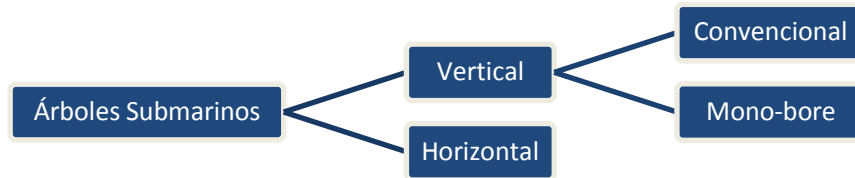


Fig. II. 12. Clasificación de árboles submarinos.

Cabe mencionar que existen otras clasificaciones para identificar los diferentes tipos de árboles, ya sea dependiendo del tipo del cabezal, los procedimientos de intervención ó el tipo de instalación. En la Figura II.13, se muestra una comparación de un árbol vertical y horizontal.

### Árbol vertical o convencional

El cabezal de la tubería de revestimiento aloja al retenedor de la tubería de producción.

Las válvulas se alinean a la tubería de producción y al espacio anular (dentro del cuerpo del árbol).

### Árbol horizontal

El cuerpo del árbol aloja al retenedor de la tubería de producción.

Las válvulas se encuentran a los costados de la tubería de producción y el espacio anular, (fuera del cuerpo del árbol).

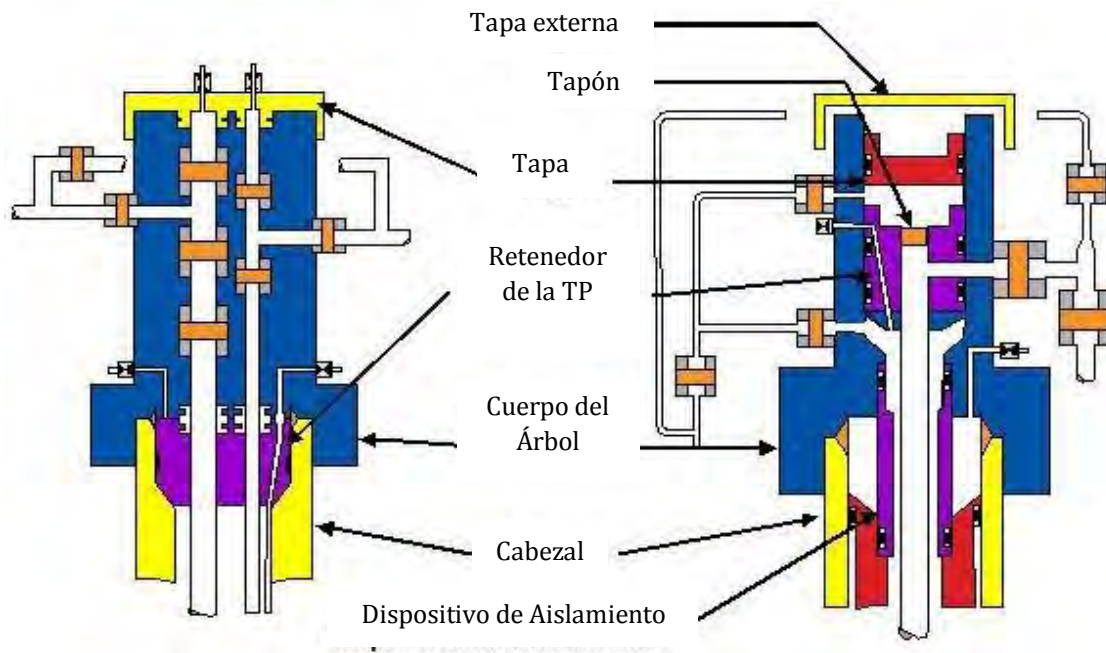


Fig. II. 13. Comparación de árboles submarinos.

## Árbol vertical

El árbol vertical, fue el primer tipo de árbol submarino; pero ah sido desplazado del mercado por el árbol horizontal ya que ofrece menos ventajas para realizar actividades de reparación y mantenimiento. Es importante resaltar que hoy en día, es comúnmente utilizado para realizar procesos de inyección de agua o gas. A continuación se muestra la configuración de un árbol convencional.



Fig. II. 14. Árbol vertical.

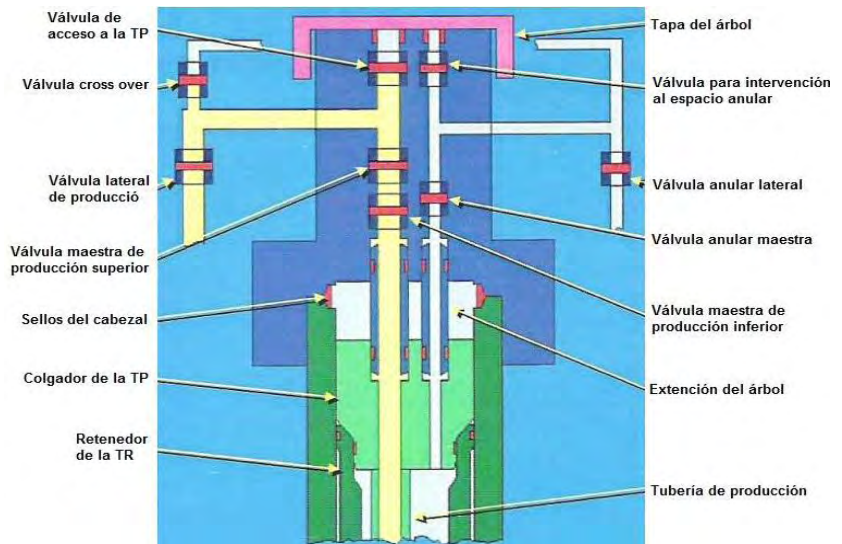


Fig. II. 15. Configuración de un árbol vertical.

## Árbol mono bore

Este árbol utiliza un diseño más simple, que consiste en un árbol vertical para aguas someras adaptado para un cabezal submarino ó un cabezal tipo mudline. Debido a que es diseñado para aguas poco profundas, su instalación es de bajo costo y es intervenido por asistencia de buzos.



Fig. II. 16. Primera generación de arboles mono bore (Propiedad de Cameron).



Fig. II. 17. Última generación de arboles mono bore (Propiedad de Cameron).

La ventaja de este tipo de árboles es que se puede acceder al espacio anular a través de una válvula de control de una salida lateral de modo que el agujero del espacio anular no se extiende verticalmente por el árbol si no que sale por la salida lateral antes mencionada.

### Árbol Horizontal

A diferencia del árbol vertical, el árbol horizontal se conforma de dos o más tapas en la parte superior del mismo:

- Tapa interior. Se encarga de proveer un límite de presión secundaria para la producción.
- Tapa exterior. Resistir la presión externa y proteger al árbol.
- Tapones. Son unos sellos que se encargan de aislar el agujero del pozo.

Su principal ventaja es que debido a su configuración, no es necesario retirar el árbol para acceder al agujero de producción o espacio anular. (Ver figura II.19)

A continuación se muestra la configuración detallada de un árbol horizontal y el exterior del mismo.

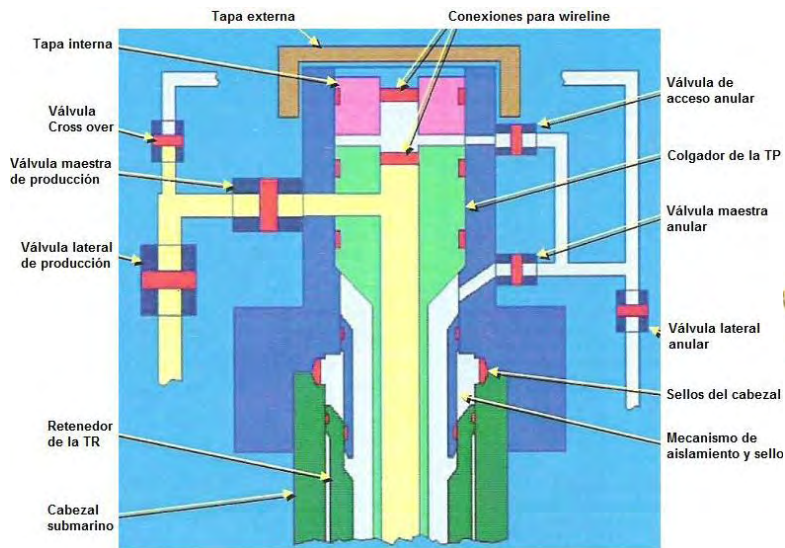


Fig. II. 19. Configuración de un árbol submarino horizontal.

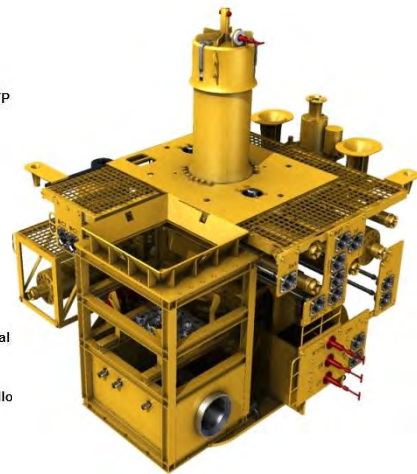


Fig. II. 18. Árbol submarino horizontal.

## II.1.2. RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN

### MANIFOLD

Un manifold de producción es un arreglo de tuberías, válvulas, conexiones, e instrumentos de monitoreo que son ensamblados a una estructura metálica cuya función es recolectar el flujo de varios pozos para reducir el número de líneas de producción. Son diseñados para manejar la producción de 4,6 y 8 pozos.

El arreglo de tuberías interno del manifold es útil para realizar los siguientes procedimientos:

- Realizar corridas de diablo para dar mantenimiento y monitorear de las condiciones internas de las tuberías.
- Aislar pozos para realizar mediciones o muestreos de producción.
- Realizar la inyección de inhibidores.

Dependiendo del número de tareas y componentes a controlar y monitorear los manifolds pueden tener su propio modulo de control, o bien ser operados desde el módulo de control del árbol submarino

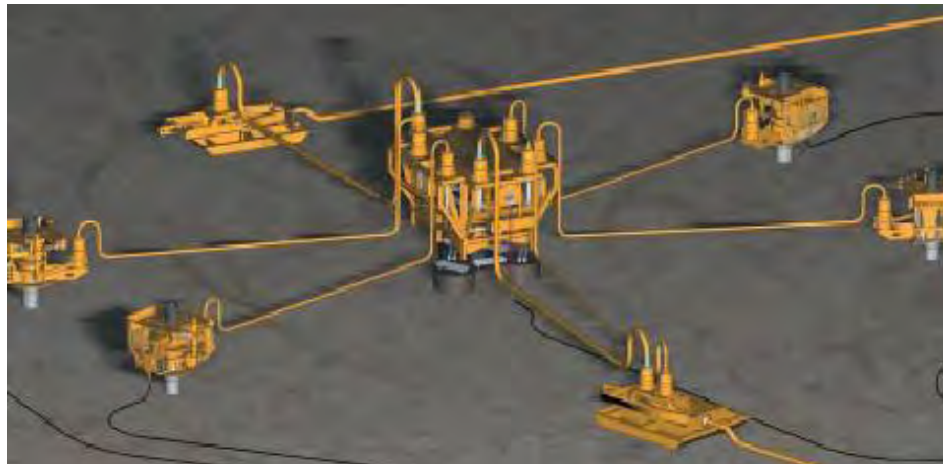


Fig. II. 20. Manifold de 4 conexiones para pozos y dos para líneas de producción.

Los componentes principales que incluyen los manifolds son usualmente los siguientes:

1. Cimentación. Sirve de soporte para la estructura.
2. Estructura del manifold. Protege las válvulas y tuberías de trabajo.
3. Loop de corrida de diablos. Para la limpieza del manifold y tuberías.
4. Conectores. Son conexiones de entradas y salidas para las líneas de flujo.
5. Tubería de trabajo. Su función es transportar los fluidos de producción o inyección.
6. Válvulas. Su función es controlar la dirección de los fluidos producidos ó inyectados.
7. Instrumentación. Proporciona datos al operador por medio del sistema de control.
8. Medidores de flujo. Monitorear la producción
9. Módulo de control. Suministrar energía eléctrica y enviar y recibir información.



## PLANTILLA DE PRODUCCIÓN SUBMARINA

La plantilla de producción submarina es una estructura encargada de recolectar la producción y albergar un determinado número de pozos, además cuenta con un sistema de control que sirve para el monitoreo de todos los componentes y válvulas. Son equipos pesados y de grandes dimensiones, en la figura II.21 se puede observar una platilla submarina diseñada para 6 pozos con 4 árboles submarinos.



Fig. II. 21. Plantilla submarina propiedad de FMC Technologies.

Una vez instalada la base de la plantilla y los árboles, se coloca una estructura metálica que sirve como capa protectora que los protege de la caída de objetos y/o anclas de barcos ocupadas en tirantes de agua no muy profundos.

La plantilla submarina, tiene una configuración similar que el manifold y transporta la producción hacia las instalaciones de producción. Sin embargo no son del todo recomendables debido a las problemática de instalación por su gran tamaño y peso; Estos equipos están instalados en el mar del norte.

Características importantes de las platillas:

- No requiere de jumpers externos a la plantilla.
- La conexión entre arboles y manifold es a través de ductos internos.
- El equipo de producción va incluido en el sistema dando.
- Ventajas en tiempos de instalación y operación.

## PLEM

El PLEM por sus siglas en inglés “Pipe Line End Manifold” (ver figura II.22), es un equipo de recolección y distribución submarina, su función es unir el flujo de dos pozos mediante un conjunto de válvulas, tuberías y puntos de conexión.

Consiste en un diseño simple que solo tiene dos entradas y una salida, se puede considerar como un tipo manifold que se conecta directamente con la tubería de producción. Por lo general se emplea en campos pequeños y cuenta con una amplia flexibilidad operacional.

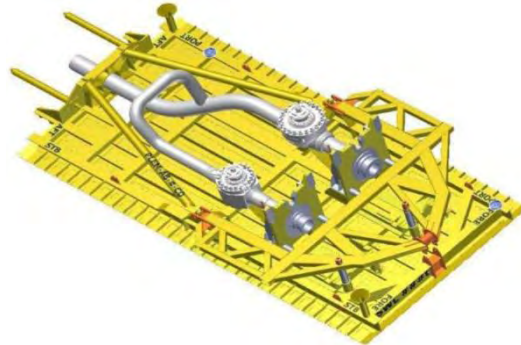


Fig. II. 22.PLEM (Propiedad de Apply Nemo).

### II.1.3. LÍNEAS DE TRANSPORTE

#### JUMPER

El jumper es una tubería rígida o flexible encargada de conectar el flujo de producción o inyección de diferentes equipos submarinos tales como arboles, manifold, PLEMs y PLETs, es decir es una línea de transporte de fluidos. (Ver figura II.23)



Fig. II. 23. Jumper rígido propiedad de Cameron.

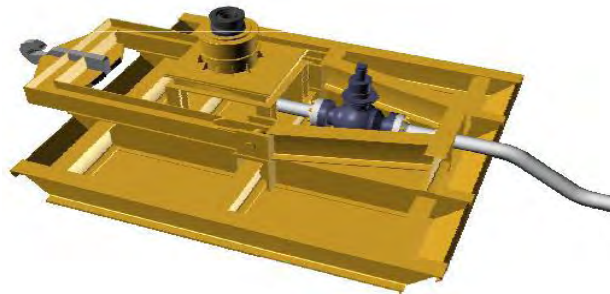
Los jumpers de tubería rígida pueden ser de forma horizontal o vertical dependiendo del diseño de instalación y fabricación. Son diseñados en formas especiales que contienen varios dobleces formando una "U" o "M", para soportar la contracción y expansión de los materiales por el efecto de cambios de las temperaturas en el lecho marino.

Los jumpers están diseñados para contener las presiones de trabajo y amortiguar conexiones debido a la contracción térmica.

En la industria en ocasiones se le denomina como jumper de pozo al que se encarga de unir y llevar el flujo de un árbol a un manifold o jumper de línea de flujo, al que une el manifold con otro, o bien, con una línea de producción.

### **FLET/PLET**

El FLET por sus siglas en inglés “Flowline End Termination” y el PLET por sus siglas en inglés “Pipe Line End Temination”, son equipos cuya función es proveer un punto de conexión entre un jumper de línea de flujo proveniente de un equipo con un ducto de producción principal hacia plataforma o tierra. La única diferencia entre estos dos de acuerdo a terminología, es que el FLET se ocupa dentro de campo y el PLET para unir la producción entre dos campos.



**Fig. II. 24. PLET.**

### **IN LINE SLED**

El “in line sled” es un equipo que es utilizado como punto de conexión del ducto principal de producción que permite la incorporación del un pozo a una corriente de hidrocarburos de otros campos.

El in line sled se instala junto con la línea de flujo o de producción y puede ser configurada para conectarse con jumpers horizontales o verticales. Esto principalmente se utiliza en la extensión de campos o en la conexión de pozos aislados. (Ver figura II.25)



**Fig. II. 25. In line sled propiedad FMC Technologies.**

## DUCTOS

Los ductos son tuberías encargadas de transportar la producción sobre el lecho marino desde el equipamiento submarino hasta los risers o instalaciones en tierra, en ocasiones denominados en inglés como “flowlines”; ductos que se encargan de llevar la producción sobre el lecho marino entre equipos, comúnmente de diámetro menor que las líneas de producción principales (pipelines) que se encargan de transportar el hidrocarburo hacia alguna plataforma o tierra.

Las tuberías de producción principales son de grandes longitudes, por lo general enterradas o asentadas en el lecho marino, se utilizan para el transporte del hidrocarburo a las instalaciones deseadas, (generalmente a tierra). Operan a baja presión y transportan los fluidos recolectados en el lecho marino.

## RISERS

Los risers son tuberías flexibles que se encargan de transportar los hidrocarburos desde el lecho marino hasta plataformas flotantes o barcos procesamiento y almacenamiento.

Como se observa en la figura II.26, los Risers pueden ser utilizados en diferentes tipos de plataformas flotantes y barcos de producción, con el objeto de proporcionar permitir el movimiento provocado por las corrientes y oleaje, diseñados específicamente para soportar la presión interna de los fluidos y movimientos de la embarcación.

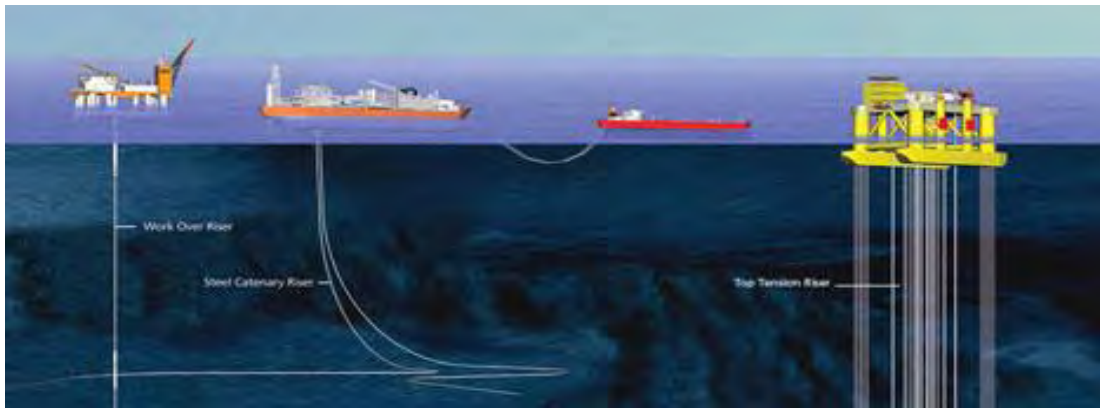
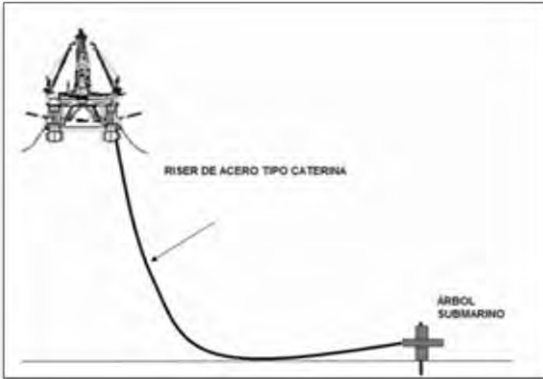


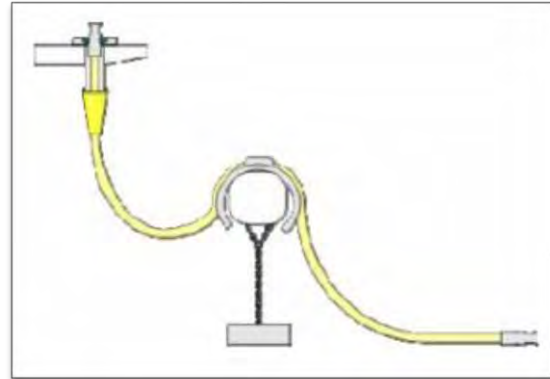
Fig. II. 26. Risers conectados a sistemas flotantes de producción propiedad (propiedad de Tenaris).

## Tipos de Risers:



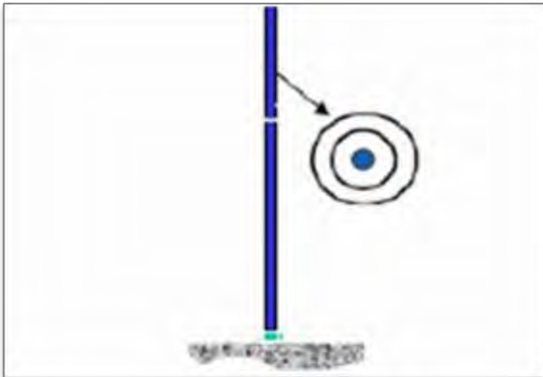
Riser de Catenaria en Acero

Es una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria. Se utiliza especialmente en plataformas semisumergibles.



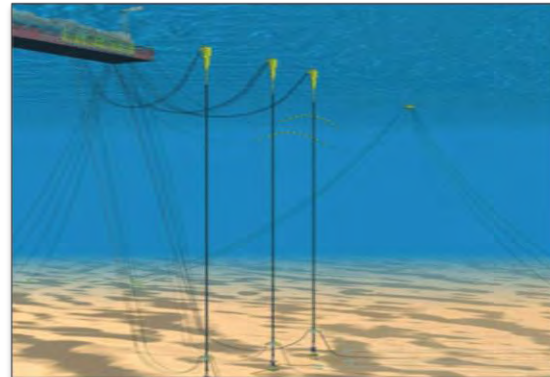
Riser flexible

Son utilizados en aguas profundas y existen varias configuraciones que mediante el uso de boyas se reduce el peso y las cargas.



Riser Rígido Tensionado

Consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna, por lo general se utiliza en arboles superficiales y submarinos.



Riser Híbrido

Consisten en un conjunto de tuberías de acero colocadas verticalmente y soportadas de la parte superior por flotadores externos.

Fig. II. 27. Tipos de risers.

## II.1.4. SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control son el conjunto de equipos y sistemas tanto submarinos como superficiales que se encargan de controlar y suministrar la energía necesaria para la operación de los equipos submarinos, como pueden ser: medidores árboles, manifolds, bombas, sensores, apertura y cierre de válvulas, etc. A través del módulo de control submarino.

Aunque los sistemas de control son importantes para la operación de todos los equipos submarinos, el alcance de la tesis solo contemplará las pruebas de interfases que garanticen las conducciones de operación.

A continuación se muestra un esquema de los principales equipos de los sistemas de control:

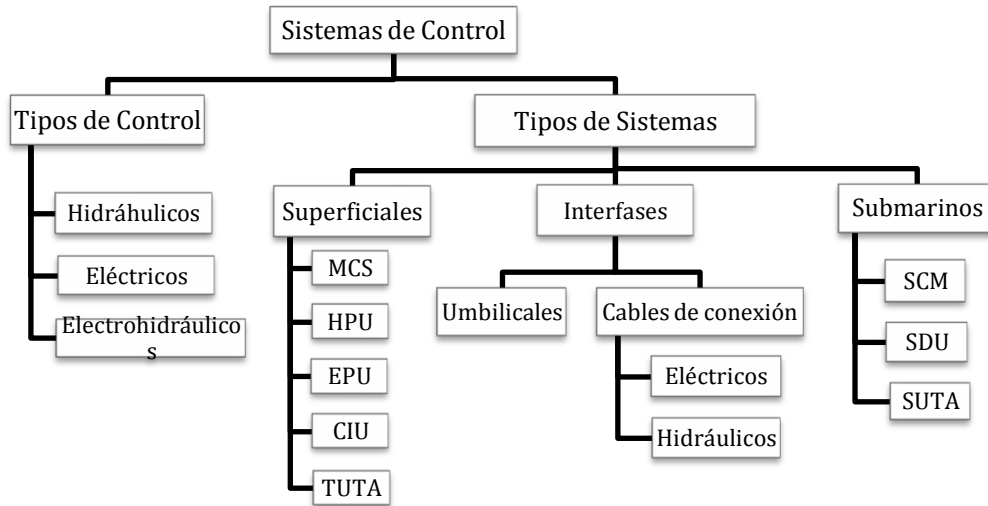


Fig. II. 28. Mapa conceptual los equipos que constituye el sistema de control.

El tipo de control en los sistemas define el tipo de suministro eléctrico ó hidráulico que requieren para operar, como puede ver en la Fig. II.29, existen cuatro tipos de control.



Fig. II. 29. Tipos de Control de los Sistemas.

Por lo general en la actualidad se emplean únicamente sistemas de control eléctricos ya que el tiempo de respuesta es mucho más rápido y efectivo que los demás.

## **EQUIPO SUPERFICIAL DE CONTROL SUBMARINO**

Los equipos superficiales son el cerebro del control en un sistema submarino de producción, las operaciones se controlan y manejan por medio de equipos ubicados en plataformas, embarcaciones y/o en tierra.

### Estación Maestra de Control (MCS)

También conocida como MCS por sus siglas en inglés (Master Control Station). Se compone de dos módulos que trabajan de manera simultánea, mientras uno de ellos monitorea los sistemas superficiales el otro monitorea los sistemas submarinos.

A su vez contiene la interfase hombre-máquina también conocida como HMI por sus siglas en inglés (Human Machine Interface) que se compone del hardware y el software que son diseñados especialmente para controlar y monitorear los equipos submarinos.

### Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)

También conocida como HPU por sus siglas en inglés (Hydraulic Power Unit). Se encarga de suministrar los fluidos de control hidráulico empleados para operar el equipo. Cuenta con bombas eléctricas de alta y baja presión para el suministro de los fluidos, a la presión de diseño para la operación de los equipos. Todas las válvulas y equipos utilizan baja presión a excepción de la válvula de tormenta.

### Unidad de Potencia Eléctrica (EPU)

También conocido como EPU por sus siglas en inglés (Electrical Power Unit). Se encarga de suministrar la energía mediante dos líneas de voltaje en corriente alterna (VAC), una de ellas de 230 VAC a los equipos superficiales y otra de 690 VAC a la TUTA para suministrar energía eléctrica necesaria para todos los equipos submarinos por medio del umbilical.

### Unidad de Inyección Química (CIU)

También conocido como CIU por sus siglas en inglés (Chemical Injection Unit). Se encarga de almacenar y suministrar los inhibidores químicos que serán inyectados para el aseguramiento de flujo, este puede ser glicol o metanol dependiendo del comportamiento del hidrocarburo para prevención de hidratos, así como para asfáltenos, parafinas, incrustaciones y corrosión.

## Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical (TUTA)

También conocido como TUTA por sus siglas en inglés (Topside Umbilical Termination Assembly). Se encarga recolectar los servicios eléctricos, hidráulicos y la inyección de inhibidores químicos que serán transportados a través del umbilical.

## INTERFASES

### Umbilicales

Es una línea flexible recubierta de poliuretano que se encargan del suministro de potencia (eléctrico e hidráulico) y el transporte de señales de monitoreo y control enviados desde la superficie “Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical” al “Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical”.

Las señales y fluidos son enviados a través de líneas hidráulicas, líneas de inyección químicos, y cables eléctricos o de fibra óptica contenidos en el umbilical. Que se pueden apreciar en la Fig. II.31.

Sus funciones son:

- Conectar los equipos de control superficiales y los submarinos.
- Enviar y transportar la energía hidráulica y/o eléctrica, la inyección de químicos (si se requiere) y señales de comunicación al equipamiento submarino.
- Enviar y transportar señales de monitoreo (medidores de presión, temperatura, flujo, etc.) del equipamiento submarino a los equipos de control superficiales.



Fig. II. 30. Carrete de Umbilical.



Fig. II. 31. Configuración de un Umbilical.



## Cables de conexión

Son mangueras de conexión eléctricas e hidráulicas de manera independiente, que conectan el sistema de control submarino y al equipamiento submarino (árboles, manifolds, etc.) con el fin de monitorear y controlar los equipos instalados sobre el lecho marino, pueden ser diseñados hasta cientos de metros, su diámetro es de menor que del umbilical y son instalados mediante el ROV. (Ver figura II.32)

Se tienen dos tipos de cables de conexión:

- **Hidráulicos.** Se encargan de enviar la energía hidráulica para operar el árbol o para inyección de químicos.
- **Eléctricos.** Se encargan del suministro eléctrico y de comunicación para el monitoreo de las funciones del equipo.

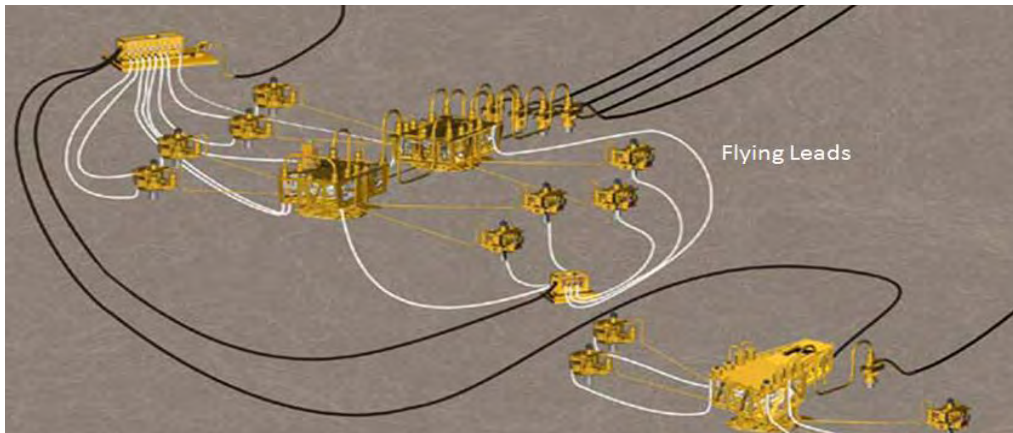


Fig. II. 32. Cables de conexión con el Equipo de Producción y Control Submarino.

## EQUIPOS DE CONTROL SUBMARINOS

Son equipos instalados sobre el lecho marino, que reciben la señal enviada por los equipos en superficie, a través del umbilical y son distribuidos al equipo de control, de los manifolds, árboles, medidores, separadores, bombas, compresores, etc.

### Ensamble de Terminación del Umbilical Submarino (SUTA)

También conocido SUTA por sus siglas en inglés (System Umbilical Termination Assembly). Es el equipo que recibe la línea del umbilical, su función es recibir las señales de la superficie a través del umbilical y proveer de manera independiente a los módulos de control y/o al SDU instalado en el lecho marino los fluidos hidráulicos y eléctricos; dependiendo de la configuración y arquitectura del campo puede conectarse a otro SUTA por medio de un umbilical secundario.

## Unidad de Distribución Submarina (SDU)

También conocido SDU por sus siglas en inglés (Subsea Distribution Unit). Es un equipo encargado de distribuir en forma independiente los fluidos hidráulicos y eléctricos que serán enviados mediante los cables de conexión hacia los equipos y los módulos de control.

## Módulo de Control Submarino (SCM)

También conocido SCM por sus siglas en inglés (Subsea Control Module). Se considera como la computadora del árbol ya que se encarga de recibir las instrucciones de apertura y cierre de los componentes dinámicos del árbol (válvulas de producción, de tormenta y estrangulador). A su vez recibe el suministro eléctrico requerido para el funcionamiento de los sensores (en el fondo del pozo y en el árbol. La información obtenida es enviada a la superficie por medio de fibra óptica.

El módulo de control se instala sobre una base que forma parte del árbol, la cual por medio de un cable de conexión recibe el suministro hidráulico y lo envía al módulo de control por medio de las conexiones mostrada en la Fig. II.33.

Por otra parte dos cables de conexión eléctricos (para una doble redundancia en caso de que uno falle) se conectan directamente al módulo de control. (Ver pág. 11).

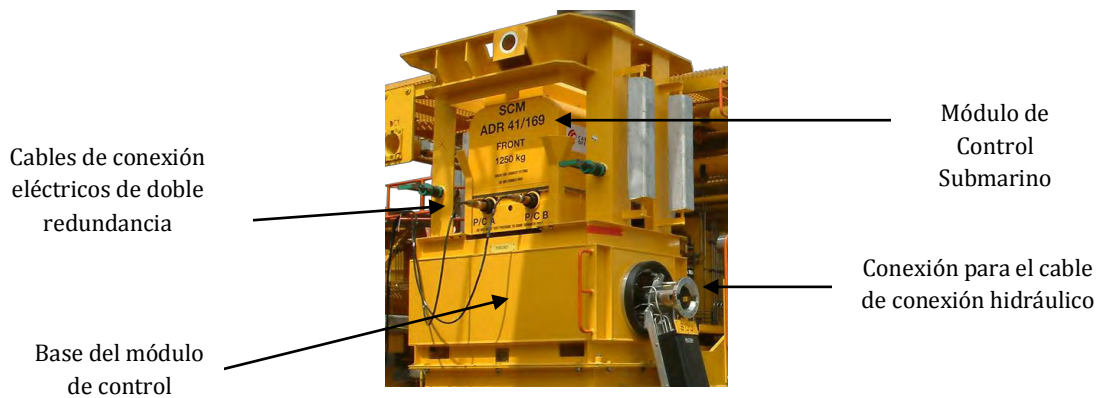


Fig. II. 33. Módulo de control Instalado.



Fig. II. 34. Vista inferior del SCM.



Fig. II. 35. Vista interna de la base del SCM.

## **DESCRIPCIÓN GENERAL DE CÓMO OPERACIÓN LOS SISTEMAS**

En la fig. II.36 se puede observar que los sistemas de control son operados desde la Unidad Maestra de Control (MCS).

Dependiendo del tipo de control (hidráulico, eléctrico ó electro-hidráulico) serán las unidades adyacentes requeridas por la MCS para controlar el suministro del fluido hidráulico, químico y/o eléctrico procedentes de la HPU (Unidad de Poder Hidráulico), CIU (Unidad de Inyección de Químicos) y EPU (Unidad de Poder Eléctrico) correspondientemente.

Todos los servicios hidráulicos, eléctricos y químicos, son enviados al Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical (TUTA) que a su vez es un punto de ensamble para el umbilical en superficie.

Por medio del umbilical se envían los servicios requeridos para la operación y monitoreo de los equipos, el otro extremo del umbilical se conecta a la “Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical” (TUTA) ubicada en el lecho marino.

A partir de la TUTA se suministran los fluidos eléctricos, hidráulicos y/o químicos de manera independiente, mediante los cables de conexión que conectados de la TUTA a los equipos submarinos o “Unidades de Distribución Submarinas” (SDU).

## Sistemas de Control de la Producción

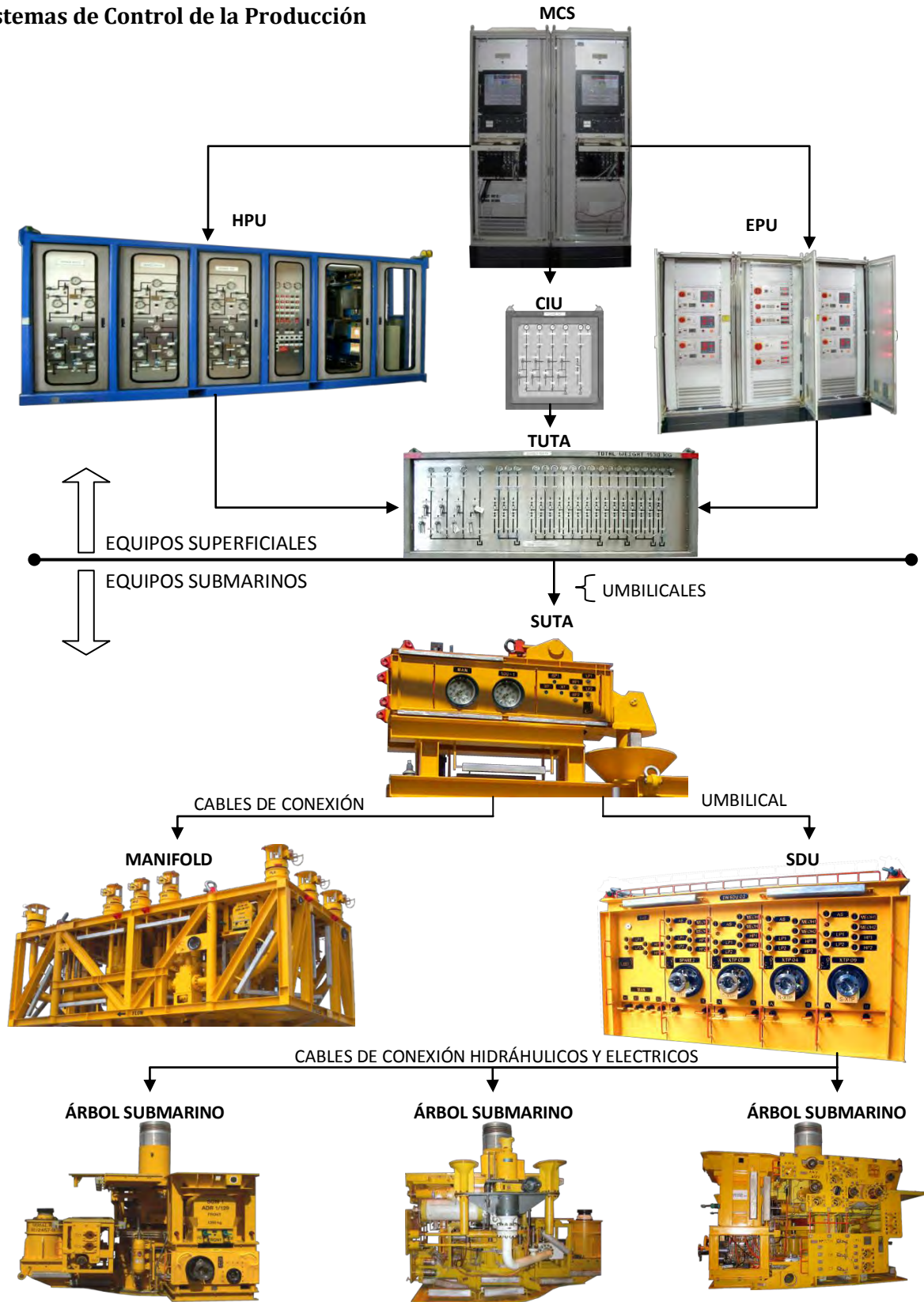


Fig. II. 36. Diagrama de operación de los sistemas de control de producción.

## II.1.6. INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y EQUIPO DE PROCESAMIENTO

Los instrumentos de medición sirven para el monitoreo y control del fluido en los diferentes sistemas y equipos de producción, ya que existen varios factores que pueden afectar la producción como puede ser la precipitación de parafinas y asfáltenos, formación de hidratos, producción de arena, corrosión, incrustaciones, presencia de emulsiones y/o espumas.

Dentro de los sistemas submarinos los dispositivos más importantes son los siguientes:

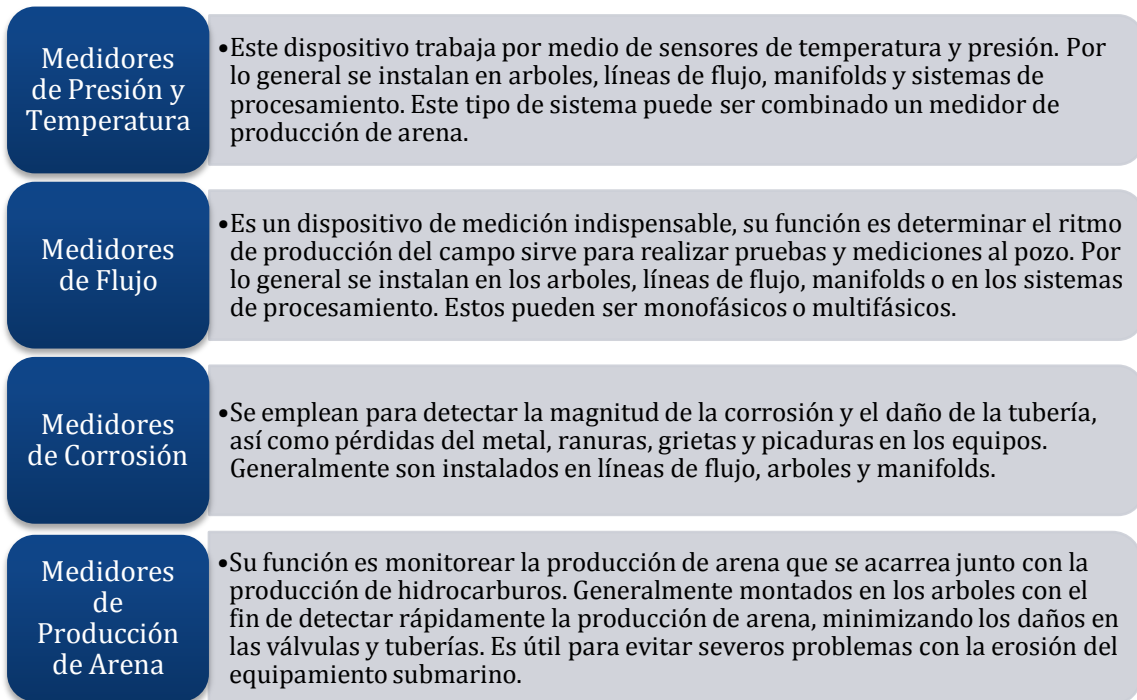


Fig. II. 37. Instrumentos de medición submarina

El equipo de procesamiento submarino se refiere a cualquier actividad de separación o suministro de energía a los fluidos producidos, mediante la instalación de equipos ya sea dentro del pozo o sobre el lecho marino y se puede clasificar de la siguiente manera:

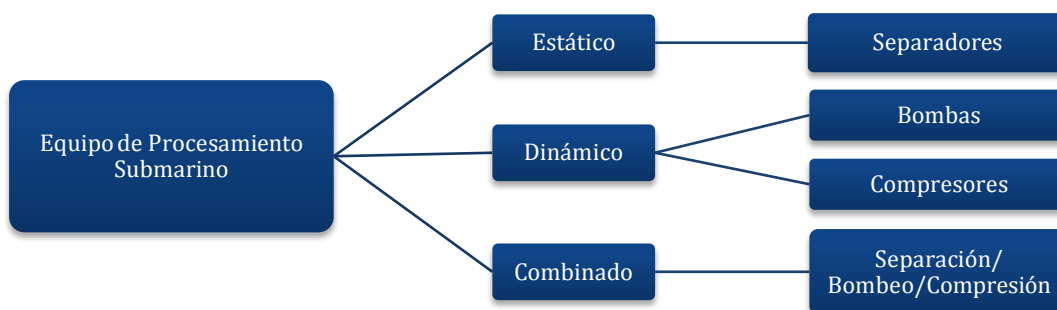


Fig. II. 38. Clasificación del Equipamiento Submarino.

### **III. CONSIDERACIONES Y REQUERIMIENTOS DE DISEÑO**

Los equipos submarinos son diseñados para diferentes condiciones de trabajo (profundidades, presiones, temperaturas, contenidos amargos, tipo de yacimiento, etc.), sin embargo es indispensable definir el entorno y las condiciones de operación a las cuales será sometido el equipo para seleccionarlo adecuadamente.

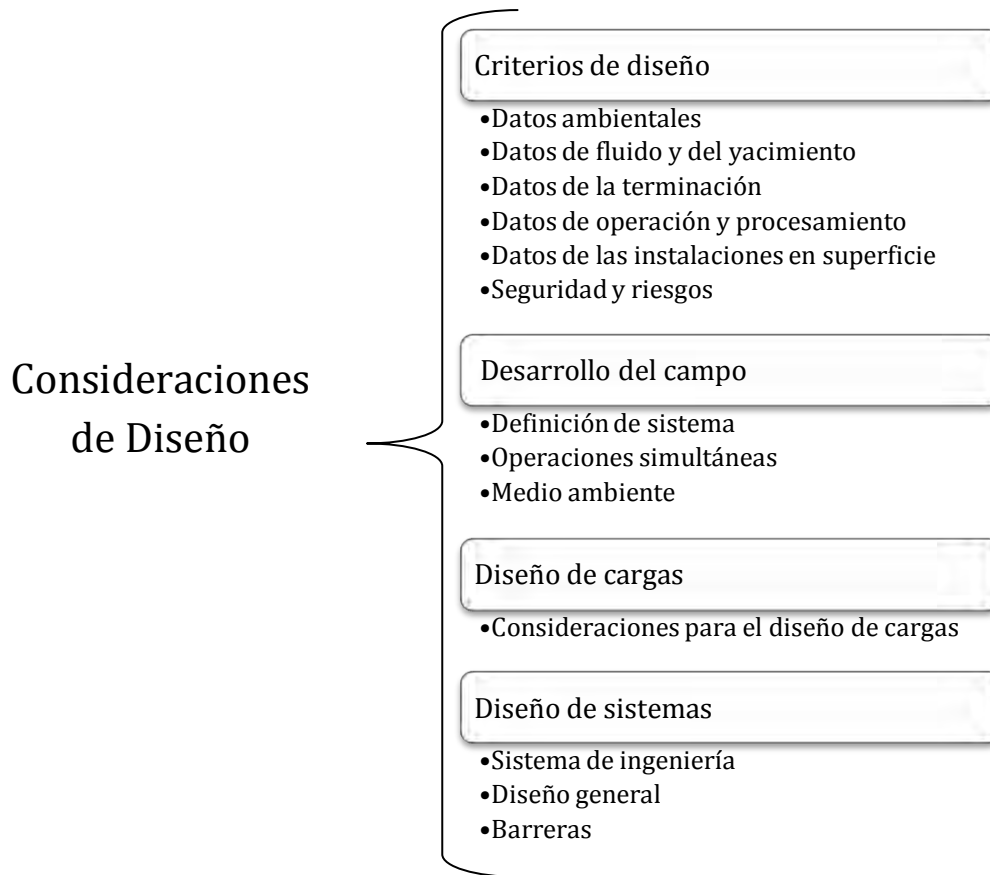
Las consideraciones de diseño son aquellas que describen el entorno y medio ambiente al cual será sometido el equipo de producción submarino, además de que involucra todos los factores que pueden afectar al equipo a lo largo de su vida útil desde el diseño, transporte, instalación, puesta en marcha del equipo, operación, inspección, mantenimiento, reparaciones, tiempo de vida hasta los requerimientos de abandono.

Para la planeación, selección y definición del árbol y otros equipos submarinos se pueden considerar las recomendaciones establecidas en la ISO 12628-1 (API 17A), donde se especifican una serie de variables que se deben considerar sobre el entorno donde será instalado el equipo como pueden ser, datos del medio ambiente, del yacimiento, de los fluidos producidos, de la terminación del pozo, la planeación del desarrollo del campo, datos de instalaciones en superficie, cuestiones de seguridad y riesgos, etc.

Las condiciones de operación son aquellas que definen las capacidades de trabajo para las cuales será diseñado el equipo de producción, que para el caso del árbol submarino son establecidas en la ISO 12628-4 (API 17D), e indican las presiones y temperaturas de trabajo máximas y mínimas, especificaciones sobre los materiales, requerimientos del producto y niveles de especificación de producto establecidos por los estándares internacionales.

### III.1. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Las consideraciones de diseño que se deben contemplar en el equipo submarino de acuerdo con lo establecido en la ISO 13628-1<sup>2</sup>, se clasifican de la siguiente manera:



En términos generales la metodología de la de ingeniería de sistemas no será descrita en este trabajo; los puntos pueden ser complementados por otros estándares o fuentes de información. La información requerida, va variar dependiendo de los escenarios y de las diferentes etapas del campo.

#### III.1.1. CRITERIOS DE DISEÑO

Los criterios de diseño son aquellos que definen el entorno geográfico, ambiental y del yacimiento que están en contacto con el equipo.

## DATOS AMBIENTALES

Los siguientes datos oceanográficos (Tabla III.1) y meteorológicos (Tabla III.2) forman parte de los datos ambientales que son requeridos del el sitio donde será la instalación del equipo en el lecho marino.

Agua	Corriente	Lecho marino	
Profundidad Visibilidad Salinidad Temperatura Resistividad Porcentaje de oxígeno PH Densidad Calor específico Oleaje Movimientos del agua, etc. Nivel más bajo astronómico de la marea Nivel más alto astronómico de la marea	Perfil de velocidad Dirección Distribución Ocurrencia periódica a través de la columna de agua	Mecánica de suelos Dureza Presencia de gas superficial Datos sísmológicos Crecimiento marino Topografía Estabilidad Densidad Resistividad Litología Obstáculos submarinos Hidratos superficiales	Conductividad térmica Factores de fricción Ángulos de fricción Perfil de profundidades Capacidad de carga Cráteres en el lecho marino por presencia de gas somero Topografía del lecho marino Vegetación marina Estabilidad bajo condiciones ciclónicas Volcanes Deslaves de tierra Litología

Tabla III. 1. Datos oceanográficos requeridos.<sup>1</sup>

Olas	Clima	Icebergs
Altura Longitud de onda Frecuencia Dirección Distribución Ocurrencia periódica	Temperatura del aire Velocidad y dirección del viento Dirección del viento Distribución Ocurrencia periódica	Tamaño Masa Frecuencia de ocurrencia Velocidad Dirección

Tabla III. 2. Datos meteorológicos requeridos.<sup>1</sup>

## DATOS DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS A PRODUCIR

Dentro de los datos del fluido y del yacimiento se contemplan los siguientes:

Características del yacimiento	Características del flujo de producción	Características de inyección
Composición de la roca Composición del agua Sedimentación Profundidad del yacimiento	Análisis PVT Presión de cierre Presión fluyendo máxima y mínima Temperatura Densidad	Turbidez Presión Temperatura Corrosión Requerimientos de



Tipo de estructura del yacimiento Vida del yacimiento Mecanismos de Empuje	Relación gas aceite (RGA) Corte de Agua Punto de burbuja Composición química Elementos corrosivos % de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> Arenas Emulsiones Contenido de ceras y su temperatura de generación Presencia de asfáltenos e hidratos Gastos de producción Gravedad API Salinidad del agua producida pH Viscosidad Punto de rocío Composición mineralógica del agua de la formación Punto de escurrimiento	filtración Tolerancias de gas y arena Probabilidad de incrustamientos Tolerancia de admisión de gas y agua en aceite.
--	--	--

Tabla III. 3. Datos requeridos del yacimiento y propiedades de los fluidos.<sup>1</sup>

### DATOS DE LA TERMINACIÓN DEL POZO

Referente a la terminación del pozo se recomienda considerar los siguientes puntos:

<b>Detalles del cabezal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Orientación</li> <li>• Tamaño</li> <li>• Medida</li> <li>• Rangos de presión</li> <li>• Elevación</li> <li>• Tipo de cabezal</li> <li>• Datos de la interface si existe cabezal</li> </ul>
<b>Tipo de cabezal</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Submarino</li> <li>• Tipo Mudline</li> <li>• Híbrido</li> </ul>
<b>Estado mecánico del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programa de TP's y TR's</li> </ul>
<b>Detalles del sistema de preventores (BOP) y risers de perforación utilizados durante la perforación o intervención del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tamaño</li> <li>• Presión máxima permisible</li> <li>• Sistema de perforación</li> </ul>
<b>Sistema o equipo utilizado en la instalación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con y sin líneas guía</li> <li>• Conexión del vehículo de operación remota "ROT" (Remotely Operated Tool)</li> <li>• vehículo de operación remota "ROV" (Remotely Operated Vehicle)</li> <li>• Sistema atmosférico de buceo "ADS" (Atmospheric Diving System)</li> </ul>
<b>Tipo de riser de terminación y reparación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sarta doble</li> <li>• Sarta simple</li> <li>• Concéntrica</li> <li>• Prueba del árbol submarino</li> <li>• Herramientas de instalación del árbol</li> </ul>

	submarino (“EDP”, Emergency Disconnect Package; “TRT”, Tree Running Tool; “LRP”, Lower Riser Package) • Herramienta de instalación del retenedor de la tubería de producción (“THRT”, Tubing Hanger Running Tool)
<b>Requerimientos de control en el fondo del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas</li> <li>• Bombas</li> <li>• Presión</li> <li>• Temperatura</li> <li>• Conexiones</li> <li>• Mediciones de flujo</li> </ul>
<b>Diseño del sistema de anclaje del retenedor de la tubería de producción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colocación mecánica</li> <li>• Colocación hidráulica</li> <li>• Tamaño</li> <li>• Configuración</li> </ul>
<b>Equipo, riser y herramientas para la instalación, reparación e intervención</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Árbol submarino</li> <li>• Cabezal</li> <li>• Bola colgadora</li> <li>• Cable de acero</li> <li>• Tubería flexible</li> <li>• Estimulación del pozo</li> <li>• Herramientas de reparación</li> <li>• Limpieza</li> <li>• Pruebas</li> </ul>
<b>Diseño de barreras</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer el número de barreras</li> </ul>

Tabla III. 4. Datos requeridos de la terminación.<sup>1</sup>

A su vez se deben considerar detalles de la base guía, elevación y orientación del cabezal, potencial de carga durante la perforación en el sistema del cabezal, diámetro de la tubería de terminación, requerimientos de barreras del pozo, tipo de riser, etc.

## DATOS DE OPERACIÓN Y PROCESAMIENTO

Se deben considerar los datos de operación y proceso, requeridos en varios puntos específicos de la vida del campo:

<b>Sistemas de producción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gatos de producción</li> <li>• Régimen de flujo</li> <li>• Requerimientos de control de flujo</li> <li>• Presiones y temperaturas en la cabeza del pozo</li> <li>• Presión de fondo fluyendo y cierre</li> <li>• Instalaciones de procesamiento</li> <li>• Aislamiento</li> <li>• Requerimientos de circulación y calentamiento</li> </ul>
<b>Sistema de inyección (agua y/o gas)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gatos de producción</li> <li>• Régimen de flujo</li> <li>• Requerimientos de filtración y control</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ritmos del flujo de inyección</li> <li>• Presión de fondo fluyendo y cierre</li> <li>• Presión y temperatura en la cabeza del pozo</li> <li>• Instalaciones de procesamiento</li> </ul>
<b>Requerimientos de Inyección de inhibidores químicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Características de los fluidos</li> <li>• Tipos de fluido</li> <li>• Gastos</li> <li>• Requisitos de control de flujo</li> <li>• Presiones y temperaturas en la cabeza y en las instalaciones de procesamiento</li> </ul>
<b>Requisitos del cierre del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requerimientos de barreras</li> <li>• Requerimientos para un paro de emergencia (“ESD” Emergency Shutdown)</li> <li>• Fluidos para matar el pozo y servicios</li> <li>• Gasto</li> <li>• Filosofía y control de hidratos durante el arranque y paro</li> <li>• Gastos, presiones y temperaturas en la cabeza del pozo y en la plataforma de perforación e instalaciones de procesamiento</li> <li>• HIPPS</li> </ul>
<b>Requerimientos de limpieza en las líneas de flujo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corridas de diablo (viaje sencillo y bidireccional)</li> </ul>
<b>Requerimientos de intervención</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Métodos de intervención</li> <li>• Conexión del vehículo de operación remota “ROT” (Remotely Operated Tool)</li> <li>• vehículo de operación remota “ROV” (Remotely Operated Vehicle)</li> <li>• Sistema atmosférico de buceo “ADS” (Atmospheric Diving System)</li> <li>• Buzos</li> </ul>
<b>Requerimientos de administración del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requerimientos de control de flujo</li> <li>• Límites de gastos</li> <li>• Requerimientos de pruebas y registros</li> </ul>
<b>Requerimientos de inspección</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de inspección a ser desarrollada</li> <li>• Frecuencia de la inspección</li> <li>• Requisitos de acceso</li> <li>• Requerimientos de corridas de diablo</li> <li>• Prueba de barreras</li> </ul>
<b>Requerimientos de intervención</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Métodos de intervención</li> <li>• Conexión del vehículo de operación remota “ROT” (Remotely Operated Tool)</li> <li>• vehículo de operación remota “ROV” (Remotely Operated Vehicle)</li> <li>• Sistema atmosférico de buceo “ADS” (Atmospheric Diving System)</li> <li>• Buzos</li> <li>• Herramientas para intervención de un pozo con presión alta</li> </ul>
<b>Reparación del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia</li> <li>• Tipo de operación de la reparación</li> <li>• Métodos a ser utilizados</li> </ul>
<b>Requerimientos de abandono</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponamiento</li> <li>• Abandono</li> </ul>

Tabla III. 5. Datos requeridos de procesamiento y de operación.<sup>1</sup>

## DATOS DE LAS INSTALACIONES EN SUPERFICIE

Para las interfases de los sistemas submarinos con las instalaciones superficiales, se debe considerar la siguiente información:

<b>Tipo de equipo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plataforma fija</li> <li>• Instalaciones flotantes de producción</li> <li>• Terminal a tierra</li> </ul>
<b>Tipo y características del riser de producción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rígido</li> <li>• Flexible</li> </ul>
<b>Disponibilidad de los servicios</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hidráulicos, Eléctricos, Gas, Aire, Agua, Químicos, etc.</li> </ul>
<b>Línea de flujo e interfases de umbilicales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrida de diablos</li> <li>• Instalaciones para matar el pozo</li> </ul>
<b>Ruta de las líneas de flujo y del umbilical del umbilical</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acceso del corredor</li> </ul>
<b>Instalaciones en el lecho marino existentes o planeadas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbilicales</li> <li>• Tuberías de producción principales y secundarias</li> </ul>
<b>Requerimientos de protección de tuberías de producción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo dentro de las instalaciones de recibo definidas en la zonas seguras, si aplica</li> </ul>

Tabla III. 6. Datos requeridos de instalaciones en superficie.<sup>1</sup>

Adicional a lo anterior es conveniente la unidad de paro de emergencia e interfases de control, locación del equipo y plan en la cubierta, distancia entre los sistemas submarinos y las instalaciones, características de movimiento para los sistemas flotantes de producción, número de especificación y posición de tuberías, rangos de capacidad/presión para los equipos de procesamiento en cubierta, capacidades de las líneas de flujo de exportación producción.

## SEGURIDAD Y RIESGOS

La seguridad incluye todas las preparaciones operacionales, técnicas, y de emergencia significantes para la protección del personal, el medio ambiente y las embarcaciones presentes. Para realizar actividades marinas y establecer criterios de seguridad es importante tener información temprana sobre los siguientes puntos.

- Capas de gas a poca profundidad
- Actividades de la embarcación
- Actividad pesquera y criterios de diseño para su protección
- Protección ambiental (seres vivos y temporadas de reproducción)
- Actividad de icebergs Actividad volcánica submarina
- Infraestructura cercana
- Limpieza del fondo marino
- Probabilidades de deslizamientos de lodos

- Corrientes de arena
- Trayectorias de líneas de flujo
- Características del lecho marino
- Preparaciones de emergencia
- Otras infraestructuras

### III.1.2. DESARROLLO DEL CAMPO

Se deberán considerar los siguientes aspectos del desarrollo del campo para definir al sistema que se desarrollara, ya sea la instalación temprana de un solo árbol ó el desarrollo de todo un campo.

<b>Tirante de Agua</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profundidad del agua</li> <li>• Presión hidrostática</li> <li>• Temperatura</li> </ul>
<b>Configuración del campo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plantilla submarina</li> <li>• Pozos satélite</li> <li>• Pozos agrupados</li> <li>• Manifolds</li> <li>• Equipo de procesamiento</li> </ul>
<b>Infraestructuras y detalles de instalaciones existentes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plataformas</li> <li>• Pozos delimitadores</li> <li>• Líneas de producción</li> </ul>
<b>Tipo de embarcación de la plataforma de perforación de posicionamiento dinámico o anclado</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Semi - sumergible</li> <li>• Jack-up</li> <li>• Barcos de un solo casco (Mono Hull)</li> </ul>
<b>Esquemas de desarrollo del campo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planeación de pozos futuros</li> <li>• Plan de pozos del desarrollo</li> <li>• Filosofía de producciones futuras</li> <li>• Capacidad de separación</li> </ul>
<b>Requerimientos de sistemas artificiales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• BEC , BN ó Turbinas hidráulicas</li> </ul>
<b>Requerimientos de estimulación del pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracturamiento</li> </ul>
<b>Requerimientos para matar el pozo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalaciones de producción</li> <li>• Barcos de intervención</li> <li>• Características del fluido para matar</li> <li>• Gastos</li> <li>• Presiones</li> </ul>
<b>Requerimientos para la inyección de gas o agua</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gastos</li> <li>• Presiones</li> <li>• Limpieza</li> </ul>
<b>Requisitos de la inyección de químicos para la prevención de hidratos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de inyección química</li> <li>• Gastos</li> <li>• Presiones</li> </ul>
<b>Tipo de sistema de reparación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Convencional</li> <li>• Submarino</li> <li>• Tipo de lubricador</li> </ul>
<b>Filosofía de intervención</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con buzo</li> <li>• Sin buzos</li> </ul>

Tabla III. 7.Datos requeridos para definir el sistema.

Como complemento a lo anterior se deben considerar: las posibilidades de pruebas de producción tempranas, requerimientos para cualquier sistema de protección de sobre presión en las líneas de flujo, requerimientos para pruebas en el pozo, filosofía de monitoreo y control, requerimientos de limpieza de la línea de producción, rangos de exactitud de la base de datos de diseño, embarcaciones de intervención e instalación anclada y/o posicionamiento dinámico, estrategia para la limpieza del pozo, características del yacimiento, características de los fluidos producidos e inyectados y los requerimientos de comisionamiento.

Adicionalmente el área de aseguramiento de flujo se encarga de garantizar la producción, prevenir, controlar y mitigar las problemáticas del pozo que puedan afectar a la producción. Entre estas problemáticas esta la formación de hidratos, ceras, asfáltenos ó incrustaciones, presencia de emulsiones, espumas, producción de arena, bacheo y daño en materiales.

Durante el diseño del sistema, es importante establecer las estrategias para el aseguramiento de flujo, sin embargo es un tema bastante amplio que requiere de un estudio específico. Aunado a esto es preciso planear y contemplar las actividades de instalación, puesta en marcha del equipo (commissioning), mantenimiento, intervención y abandono, que de no ser consideradas pueden generar costos adicionales en el proyecto.

### **OPERACIONES SIMULTÁNEAS**

En caso de considerar realizar operaciones simultáneas de instalación de equipo y/o intervenciones al pozo debe ser evaluada y documentar la operación de acuerdo a las siguientes combinaciones:

- Plataforma de intervención simultanea para una plantilla submarina y/ó manifold considerando producción de hidrocarburos en pozos vecinos.
- Producción simultánea en ductos durante actividades de la plataforma de perforación en el área afectada.

### **MEDIO AMBIENTE**

El diseño del sistema deberá cumplir con las disposiciones y proteger el medio ambiente, considerando lo siguiente:

- Congestión en el lecho marino por estructuras submarinas y tuberías.
- Las restricciones a las actividades de pesca y tráfico marítimo.
- Descarga del fluido hidráulico.
- Descarga de agua producida.
- Disposición de los fluidos de prueba.
- Corrida de diablos.
- Disposición de fluidos y recortes de perforación.

### **III.1.3. DISEÑO DE CARGAS**

Son todas aquellas cargas que pueden afectar al sistema submarino de producción, durante todas las etapas como son: perforación, terminación, fabricación, pruebas, transporte, almacenamiento instalación, operación, abandono y deben ser establecidas y formar parte de las bases de diseño.

Las cargas accidentales deben ser verificadas por medio de un análisis de riesgo especial para la aplicación actual. Estas cargas pueden ser debido a la caída de objetos, ganchos de carga (grúas/anclas) y cargas anormales debido al clima (huracanes, vientos fuertes, etc.).

Para la supervisión y manejo de cargas, se recomienda utilizar hojas de datos para el registro de las caídas de objetos y levantamiento de equipo para su traslado e instalación. Sin embargo, para las cargas de diseño inicial se debe considerar la fuerza de impacto de los objetos que pueden ser manipulados sobre las estructuras.

La ISO 13628-1 establece que para levantamientos costa afuera e instalación del equipo se deben considerar los siguientes puntos:

- Grados de libertad de movimiento entre el traslado del equipo y el levantamiento.
- Estándares de izaje.
- Factores de seguridad y factores de desviación.
- Medir efectos de movimientos dinámicos (aceleración relativa, impacto, condiciones del mar y del viento).
- Orejas de izaje.
- Estado del mar (estado meteorológico).
- Cargas de peso estáticas.

### **III.1.4. DISEÑO DEL SISTEMA**

#### **INGENIERÍA DE SISTEMAS**

La ingeniería de sistemas es un enfoque interdisciplinario que abarca la integración de todo el sistema desde el yacimiento hasta las instalaciones en superficie; considera los requerimientos en todas las fases del proyecto: ingeniería, manufactura, pruebas, instalación, comisionamiento, arranque del equipo, operación, reparaciones mantenimiento y abandono.

El proceso de ingeniería de sistemas consiste de una parte administrativa y otra técnica. Se recomienda debe desarrollar una evaluación de varios procesos de ingeniería para la aplicación específica del desarrollo del campo, con base a sus características.

De manera general la ingeniería de sistemas evalúa los siguientes puntos.

Costo	Tiempos	Calidad
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operación</li> <li>• Intervención</li> <li>• Abandono</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Producción inicial</li> <li>• Vida del campo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguridad</li> <li>• Medio ambiente</li> <li>• Requerimientos de disponibilidad, funcionalidad y operabilidad</li> </ul>

Tabla III. 8. Factores a evaluar de la ingeniería en sistemas.

Un ejemplo de la necesidad de ingeniería de sistemas en el desarrollo del campo submarino en el área de aseguramiento de flujo; donde se podría optimizar el flujo de fluidos.

Previo al diseño del equipo, la ingeniería de sistemas debe tener una visión amplia sobre las características de los sistemas y subcomponentes, de igual manera debe considerar el mantenimiento de los mismos y cuestiones administrativas y de selección; por lo cual se recomienda contemplar lo siguiente, para garantizar la efectividad del sistema.

- |   |  |
|---|--|
| <p><b>Requerimientos de la ingeniería de sistemas</b></p>                       | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad del sistema. (Filosofía RAM)</li> <li>• Filosofía de intervenciones, reparación y mantenimiento.</li> <li>• Grado de estandarización del equipo requerido.</li> <li>• Filosofía de la selección de materiales.</li> <li>• Estrategias de operación.</li> <li>• Grado de flexibilidad que permite la incertidumbre del yacimiento y/o expansión futura del sistema.</li> <li>• Aplicación de nuevas tecnologías. (Incluyendo los riesgos asociados y su manejo)</li> <li>• Uso de bases de costos y programas de ventajas y desventajas.</li> <li>• Responsabilidad de las interfases.</li> <li>• Definiciones, especificaciones estándares, regulaciones que serán aplicadas.</li> </ul> |
| <p><b>Consideraciones del mantenimiento a lo largo de la vida del campo</b></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer fechas de revisiones críticas en los sistemas.</li> <li>• Requerimientos de trazabilidad y verificación.</li> <li>• Control de cambios.</li> </ul>   |

Las bases de diseño deberán ser detalladas de manera que cubran las características de los sistemas, fundamentalmente para cada subsistema o componente:

- Arquitectura del sistema.
- Operabilidad requerida.
- Parámetros ambientales de operación/procesamiento.
- Definición de interfases (funciones, formas, ajuste, etc.).
- Limitaciones de diseño.



## DISEÑO GENERAL

El sistema de producción debe ser diseñado para optimizar el ciclo de vida bajo condiciones de operación y seguridad. Es importante que los sistemas sean diseñados suspender la producción ante cualquier tipo de problemáticas, para lo cual se recomienda considerar lo siguiente:

- El sistema de producción submarino debe ser diseñado para optimizar su ciclo de vida mientras cumpla con los requerimientos funcionales y de seguridad.
- El sistema debe ser diseñado de manera que una operación pueda ser suspendida dejando el pozo en un estado seguro, si los límites predeterminados operacionales están a punto de ser excedidos.
- El sistema debe ser diseñado para diagnosticar fácilmente las fallas, sin la recuperación del sistema.
- Se debe obtener una alta disponibilidad del sistema través del uso de diseños simples y productos confiables. Los requerimientos de disponibilidad del sistema deben ser establecidos en la bases de diseño del desarrollo.
- La confiabilidad operacional de los sistemas submarinos debe ser documentada. Para equipos temporales y no críticos pueden ser aceptables requerimientos más flexibles.
- Los conectores deben tener una función esencial que prevenga la liberación de los mismos.
- Como parte del diseño se deben incluir el mantenimiento (limpieza) de las líneas del sistema hidráulico de acuerdo a los estándares establecidos en la manufactura, pruebas, instalación, comisionamiento y los periodos de mantenimiento.
- La posibilidad de remplazar componentes mientras otras partes del sistema operan debe ser evaluada durante la fase de diseño del sistema submarino.
- El sistema submarino debe incluir donde se justifican o requieren regulaciones locales para la protección del equipo o de daños potenciales causados por pesca, anclas o caída de objetos.
- En áreas donde existe actividad de pesca se tienen dos opciones:
  - Establecer una zona restringida para pesca
  - Instalar estructuras para la protección de los equipos
- Los sistemas submarinos deben incluir medios para determinar las posiciones completamente abierto y cerrado de los equipos y sus componentes como pueden ser válvulas conectores, etc. Que podrían causar daños, o bien ser dañados por estar en la posición errónea cuando se está realizando una operación.
- Los sistemas de producción deben tener indicadores de la posición de todas las conexiones de operación.
- Deben ser diseñados con puntos de izaje para su transporte de manera segura.

## **BARRERAS**

Una barrera es un dispositivo para el control de los fluidos enviados a superficie, existen varios elementos de barrera diseñados para prevenir el influjo accidental de algún fluido de la formación.

Las barreras se pueden considerar como primarias si están en contacto directo con el fluido proveniente del yacimiento en condiciones normales de operación y las barreras secundarias son aquellas que pueden anteponerse a la presión del pozo en caso de que los anteriores fallaran.

Su objetivo es prevenir emisiones de los fluidos producidos o inyectados, que podrían causar daños al equipo y/o al medio ambiente. Las filosofías de barrera deben ser:

- Claras y consistentes con las regulaciones locales aplicables.
- Evaluadas caso por caso.
- Emplear técnicas de valoración para el análisis de escenarios.
- Ser comunicada a los ingenieros de diseño, proveedores del equipo y personal del campo.

Para proyectos submarinos nuevos, se debe desarrollar una filosofía de barrera antes de iniciar a detallar el diseño.

El documento debe definir los tipos y cuántas barreras se requieren para la operación de las instalaciones, en todas las etapas de vida del campo, como pueden ser durante:

- Actividades de instalación.
- Actividades de perforación y terminación.
- Actividades de arranque del equipo y levantamientos de cargas.
- Operaciones de producción de rutina (producción, inyección, cierre y corrida del diablo).
- Actividades de intervención de pozos.
- Actividades de mantenimiento (cambio de estranguladores).
- Actividades de desmantelamiento.

Es importante realizar pruebas de las barreras para garantizar su funcionamiento en caso de alguna emergencia, es por ello que la ISO 13628-1 recomienda que las filosofías de barrera deben considerar lo siguiente durante las pruebas de barreras:

- Presión de prueba requerida.
- Dirección de pruebas/método de prueba.
- Criterios de fugas aceptables.
- Instalación y requerimientos de las pruebas de fugas.
- Frecuencia de las pruebas de rutina.
- Acciones tomadas si una barrera falla una prueba.

Para establecer una filosofía de barrera se recomienda considerar lo siguiente:

- Definir cuantas barreras son requeridas de acuerdo a la situación.
- Configuración de las barreras.
- Considerar dos barreras independientes, disponibles a cualquier hora entre el yacimiento y el medio ambiente.
  
- No debe haber falla alguna en una barrera.
- En casos donde una barrera falle a la prueba el pozo debe ser cerrado.
- Es conveniente realizar diagramas para la explicación de los requerimientos de las barreras.

### III.2. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

Los requerimientos de diseño se refieren a las condiciones internas de operación para las cuales es diseñado el equipo, los principales requerimientos de diseño que serán descritos posteriormente, son los siguientes:

- Rangos de presión
- Rangos de temperatura
- Selección de materiales por contenidos amargo
- Requerimientos de diseño
- Niveles de especificación del producto

#### III.2.1. RANGOS DE PRESIÓN

La presión de trabajo establecida “RWP” por sus siglas en inglés (Rated Working Preassure), es la máxima presión interna para la cual será diseñado el equipo para contener o controlar presión.

Todo el equipo con partes/componentes encargados de contener o controlar presión (válvulas, estranguladores, retenedor de la tubería de producción, cabezales y conectores) deben ser especificados por el comprador y manufacturados a los rangos de presión establecidos en la tabla III.9.

<b>PRESIONES DE TRABAJO ESTABLECIDAS</b>	
<b>[PSI]</b>	<b>[MPa]</b>
<b>5 000</b>	34,5
<b>10 000</b>	69
<b>15 000</b>	103,5

Tabla III. 9. Presiones de trabajo establecidas por la ISO para árboles submarinos.

Cualquier otra parte puede llegar ser diseñada a presiones intermedias, como pueden ser tuberías de trabajo en el retenedor de la tubería de producción, penetradores, puertos de inyección química etc. De igual manera herramientas o componentes internos del retenedor del cabezal submarino puede tener otros rangos de presión dependiendo del tamaño, conexión, rosca y tipos de operación a realizar.

### **III.2.2. RANGOS DE TEMPERATURA**

Las clasificaciones de temperatura de acuerdo a la ISO 13628-4 indican los rangos de temperatura, mínima y máxima a los cuales son diseñados los equipos.

Estos equipos submarinos y sus componentes son probados a las temperaturas establecidas dependiendo del tipo de material.

La clasificación mínima del material para los equipos submarinos es la clasificación "V" y abarca los siguientes rangos de temperatura mínima y máxima:

V; 2 °C (35 °F) 121 (250 °F)

En equipos contenedores y controladores de presión se debe emplear la clasificación "U" y aplica cuando la resistencia al impacto requiere materiales específicos (PSL 3/3G).

U; -18 °C (0°F) 121 °C (250 °F)

Para actuadores de válvula y estrangulador, el rango de temperatura mínima debe ser de:

2°C (35°F) a 66°C (151°F).

### **III.2.3. MATERIAL**

El equipo debe ser diseñado con el material apropiado de acuerdo a las propiedades del fluido y condiciones de operación (rangos de presión y temperatura) a los cuales será sometido, considerando la presencia de ambientes corrosivos y el tipo de servicio.

Los contenidos amargos del fluido a producir, definen el tipo de material requerido para el equipo.

En una producción con contenidos corrosivos es importante definir la clase del material ya sea clase DD, EE, FF o HH. El elegir la clase del material y materiales específicos para condiciones específicas es responsabilidad del comprador.

De acuerdo a la ISO 13628-4, los materiales (clase DD, EE, FF y HH) deben incluir la designación, e indicar la máxima presión permisible de H<sub>2</sub>S, expresado en [lb pg<sup>2</sup>]. Por ejemplo "FF-1,5" indica un material clase FF con una máxima presión permisible de 1,5 [PSI] de H<sub>2</sub>S.

La resistencia a la corrosión del material causada por H<sub>2</sub>S, puede ser influenciada por un gran número de factores por mencionar algunos se incluye: Ph, temperatura, concentración de clorhídrico y elementos sulfúricos que deben ser evaluados previamente.

La tabla II.10 indica las clases de material de acuerdo al componente y al contenido de de H<sub>2</sub>S.

CLASE DE MATERIAL	MATERIALES MÍNIMOS REQUERIDOS	
	Cuerpo, Bonete y Bridas	Partes controladoras de presión (Vástagos y colgador de TP)
AA-Servicio general	Acero al carbono o de baja aleación	Acero al carbono o de baja aleación
BB-Servicio general	Acero al carbono o de baja aleación	Acero inoxidable
CC-Servicio general	Acero inoxidable	Acero inoxidable
DD-Servicio amargo <sup>a</sup>	Acero al carbono o de baja aleación <sup>b</sup>	Acero al carbono o de baja aleación <sup>b</sup>
EE-Servicio amargo <sup>a</sup>	Acero al carbono o de baja aleación <sup>b</sup>	Acero inoxidable <sup>b</sup>
FF-Servicio amargo <sup>a</sup>	Acero inoxidable <sup>b</sup>	Acero inoxidable <sup>b</sup>
HH-Servicio amargo <sup>a</sup>	CRAS <sup>bcd</sup>	CRAS <sup>bcd</sup>
<p>a. Según lo definido por la NACE MR 0175/ISO 15156. En conformidad con NACE MR 0175/ISO 15156.</p> <p>b. En conformidad con NACE MR 0175/ISO 15156.</p> <p>c. CRA (aleación resistente a la corrosión) requerido cuando las superficies son mojadas solamente por líquido; pequeño revestimiento de CRA o se permite el acero inoxidable.</p> <p>d. CRA según lo definido en la cláusula 3 estándar internacional; La definición del NACE MR 0175/ISO 15156 de CRA no se aplica.</p> <p>NOTA: Se debe considerar servicio amargo para cualquier caso donde la presión parcial absoluta de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) exceda a 0.05 PSI.</p>		

Tabla III. 10. Requerimientos de Material.<sup>3</sup>

#### III.2.4. REQUERIMIENTOS DE FUNCIONALIDAD [PR]

Los requerimientos de funcionalidad también conocidos por sus siglas en inglés como PR (Performance Requirement), son niveles establecidos de acuerdo a los requerimientos del diseño de los equipos y/o componentes dependiendo de los rangos de presión y temperatura, muestreo de fluidos y selección de materiales.

Para verificar que los requerimientos sean cumplidos, durante la fabricación de los componentes del equipo se realizan una serie de pruebas de acuerdo al nivel.

Se tienen dos niveles: PR1 y PR2, del cual dependerá Donde el número de ciclos de estas pruebas está en función de del nivel, para el caso de válvulas y estranguladores del árbol submarino se maneja el PR2.

Los ciclos de prueba se realizan a diferentes condiciones de presión y temperatura durante su manufactura donde cualquier otro requerimiento especificado por el comprador debe incluir la capacidad de carga, ciclos, lubricación y fuerza operacional o torque.

### III.2.5. NIVELES DE ESPECIFICACIÓN DEL PRODUCTO [PSL]

Los niveles de especificación del producto, también conocidos como PSL por sus siglas en inglés (Product Specification Levels), definen diferentes niveles de los requerimientos para la calificación del material y la selección de algunas de las pruebas realizadas en fábrica.

La selección del PSL varía dependiendo del equipo primario o secundario. El equipo primario son todos aquellos dispositivos que están en contacto con los fluidos producidos:

- Cabezal de la tubería de producción.
- Estrangulador.
- El retenedor de la tubería de producción.
- Adaptador de la tubería de producción.
- Las primeras dos válvulas actuadores (maestra y/o lateral).
- El conector inferior del árbol.
- Cualquier otra línea de flujo o válvula de aislamiento.

Los componentes contenedores de presión del equipo submarino deben cumplir con los lineamientos del PSL 2, PSL3 ó PSL 3G de la ISO 1362-4 referentes a los requerimientos de diseño (condiciones de presión temperatura y materiales) y a las metodologías de diseño (especificaciones tensión esfuerzo, resistencia, etc. de los materiales).

Los componentes encargados de controlar la presión deben cumplir con los requerimientos del PSL 2, PSL3 ó PSL 3G de la ISO 13628-4 más algunas adiciones de la ISO 10423, para las pruebas hidrostáticas al cuerpo del equipo, componentes, y conexiones. La determinación del PSL es responsabilidad del comprador.

#### Descripción de los niveles de especificación del producto

- **PSL 2:** Generalmente recomendado para equipo primario con producción sin contenidos amargos a una presión de trabajo mayor o igual de 5 000 psi. Recomendado para equipo secundario con una presión de trabajo de 10 000 psi ó inferior.
- **PSL 3:** Es recomendable para equipo primario, fluido con contenidos amargos y una presión de trabajo arriba de 5 000 psi (34,5 MPa); Puede ser recomendado para equipo secundario con contenidos amargos o generales para presiones menores de 10 000 (69 MPa) o rangos de temperatura máximos menores a 121° C (250 °F).

Otras consideraciones que pueden guiar al usuario para considerar un PSL 3 sobre un PSL 2 es considerar incluir la profundidad del agua, composición de los fluidos inyectados ó retenidos, infraestructura del campo, dificultades en la intervención, riesgos de aceptación, sensibilidad al medio ambiente y vida útil del equipo.

- **PSL 3G:** Son las mismas recomendaciones que para el PSL 3, a diferencia de consideraciones para pozos que son productores de gas, que tienen una alta RGA o que son utilizados para la inyección de gas.

El PSL 3G no implica que sea necesario que el equipo ensamblado deba ser sometido a una prueba de gas más allá de los niveles de los componentes sub-ensamblados (como válvulas individuales, estranguladores, retenedor de la tubería de producción, etc.). Es obligación del comprador especificar si es necesaria una prueba de gas en un nivel superior de ensamble que el PSL 3G.

Para determinar el PSL se emplea el siguiente diagrama:

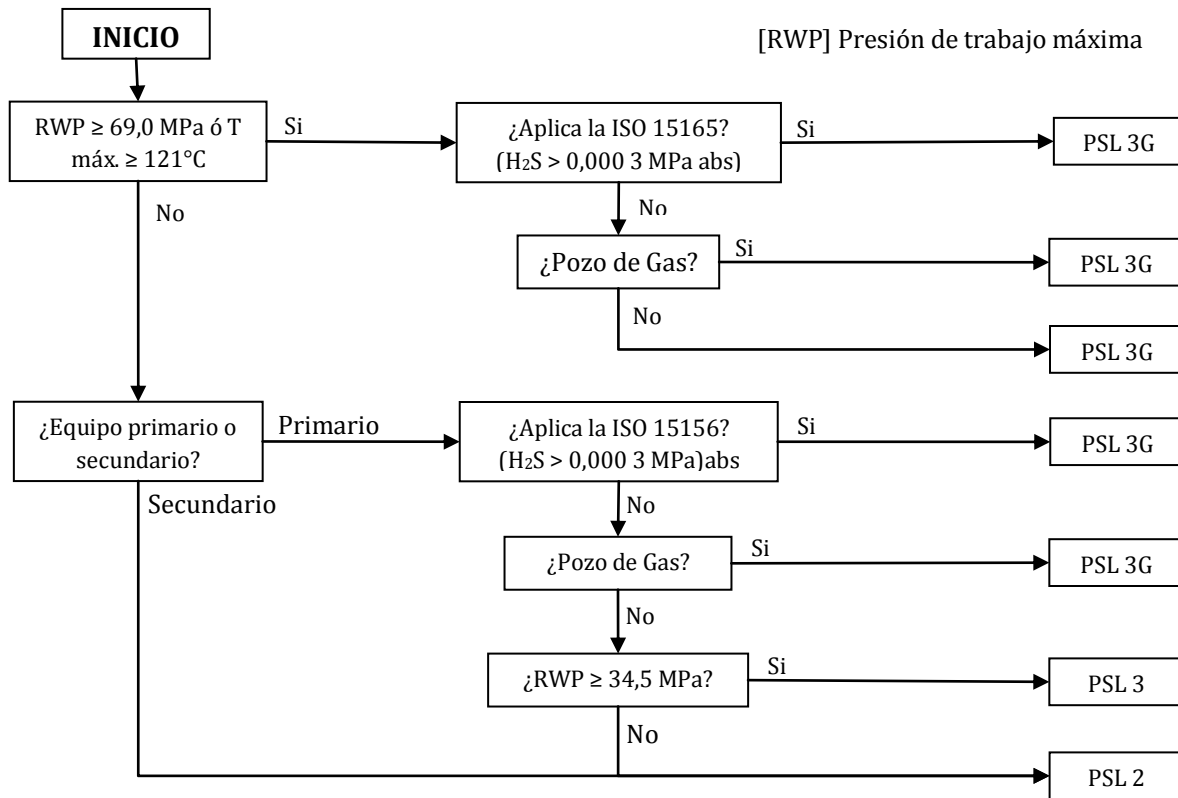


Fig. III. 1. Diagrama para la selección del nivel de especificación del producto (PSL).

## **IV. TIPOS DE PRUEBAS A EQUIPOS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN**

El objetivo de este capítulo es definir y describir de manera general los tipos de pruebas para cualquier equipo submarino sin embargo cabe resaltar que el alcance de este trabajo se enfoca al árbol submarino en específico por ser el equipo submarino que controla y regula el flujo de los fluidos producidos y contiene un mayor número de componentes que requieren de un alto grado de confiabilidad para garantizar su operación.

Un factor indispensable que rige la planeación, desarrollo y explotación de un campo de aguas profundas es el costo, y se puede incrementar por fallas o errores durante las etapas de diseño, instalación y producción, generando reparaciones costosas, modificaciones al equipo y/o pérdidas totales del equipo, lo cual dispararía exponencialmente los costos del proyecto.

La realización de pruebas a los equipos submarinos de producción durante su fabricación y antes de su instalación garantizan el funcionamiento de los equipos una vez instalado sobre el lecho marino, previniendo de esta manera las problemáticas anteriores.

Cuando se realizan pruebas para verificar los criterios de tolerancia sobre las relaciones geométricas entre partes, durante el diseño, formas o ajustes de uniones entre partes y conexiones se les conoce como pruebas FIT. Este tipo de pruebas se pueden realizar durante las pruebas FAT, EFAT y SIT.

Inicialmente se tienen las “Pruebas de Aceptación en Fábrica” (FAT) y son realizadas en la etapa de manufactura del equipo y son realizadas a nivel componente (válvula, estrangulador, cuerpo del árbol, retenedor de la tubería de producción, etc.) y unidad (árbol submarino).



Dentro de las pruebas que involucran el trabajo interdisciplinario se encuentran las “Pruebas Extendidas de Aceptación de Fábrica” (EFAT) que son pruebas adicionales a las FAT solicitadas por el cliente para verificar el funcionamiento de las interfases de un equipo y de sus componentes recuperables; como son los módulos de control y los sistemas que serán conectados al equipo.

Posterior a las pruebas EFAT se tienen las “Pruebas de Integración del Sistema” (SIT), que consisten en instalar físicamente los equipos tal y como se instalaran en el lecho marino pero en superficie verificando los procedimientos de instalación y operación de los componentes de los equipos y sus interfases.

De modo que las pruebas FAT, EFAT y SIT son actividades fundamentales dentro de la planeación y ejecución de un proyecto, estas pruebas pueden variar dependiendo de los criterios y procedimientos establecidos por las compañías operadoras.

Una vez que los equipos acreditan todas las pruebas y son aceptados, son transportados al campo e instalados sobre el lecho marino donde una vez más se deben volver a probar y verificar que operen adecuadamente cada uno de los componentes del equipo.

A continuación, se definen y describen estos tipos de pruebas realizadas.

#### **IV.1. PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [FAT]**

Por su nombre en inglés “Factory Acceptance Test”, también conocidas como pruebas “FAT”, son una serie de pruebas realizadas en la fábrica, durante la manufactura y el ensamble de los componentes de un equipo submarino. En las pruebas FAT se evalúa que todos los componentes sean diseñados y manufacturados acorde con los requerimientos de diseño establecidos en el Capítulo III.

Durante las pruebas FAT es necesario que esté presente algún supervisor y operador, aprobando y firmando las etapas del ensamble de cada componente, con la finalidad de asegurar que las pruebas de aceptación estén operando adecuadamente. El caso de que ocurra alguna falla, tiene que ser reparada y analizada a detalle hasta encontrar el motivo de la falla, para evaluar la confiabilidad del sistema y decidir si la falta será o no aceptada.

El realizar una prueba a una unidad simple se le conoce como “SUT” por su nombre en inglés “Single Unit Test”, prueba de unidad simple, y se realizan a los componentes de forma individual (por ejemplo: válvulas, cabezales de producción, etc.), que durante la manufactura y ensamble forman parte de las pruebas FAT.

La ISO 13628-4 para árboles submarinos<sup>3</sup> recomienda los procedimientos de pruebas de aceptación para los componentes principales del árbol referente a pruebas de presión hidrostáticas para el árbol submarino y sus componentes principales, los cuales para su aprobación deben cumplir con los requerimientos de PSL 2, PSL 3 ó PSL 3G y PR 2.

## IV.2. PRUEBAS EXTENDIDAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [EFAT]

También conocidas como pruebas “EFAT” por su nombre en inglés “Extended Factory Acceptance Test” son pruebas adicionales a las FAT solicitadas por el cliente, con el fin de verificar que el equipo opere correctamente y que funcionen adecuadamente sus componentes recuperables, interfases, conexiones y el equipo requerido para su instalación.

Cada interface e interacción debe ser verificada en algún punto del programa ya sea para verificar:

- La transferencia de cargas mecánicas
- La transmisión de señal eléctrica
- El conducto de algún fluido presurizado requerido para la operación de actuadores o inyección de químicos)

Las pruebas consisten en poner en contacto (instalar y/o conectar) dos o más “componentes adyacentes” a un equipo para corroborar que embonen físicamente y realicen sus funciones adecuadamente.

Llámesese a los componentes adyacentes como: el módulo de control, conexiones del ROV, conexiones a líneas de flujo, equipo de instalación (pruebas de izaje) y funciones de loop para corrida de diablos para el caso del manifold.

Por lo general estas pruebas son diseñadas por las compañías operadoras y se realizan a manifolds y árboles mediante las siguientes pruebas por mencionar algunas: (Todas las pruebas con validas para árbol y manifold a excepción de la estructura, pilote y corrida de diablos para el manifold).

EVALUACIÓN DE LAS CONEXIONES	PREVIAS A LA INSTALACIÓN DEL EQUIPO	OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conexiones de las líneas de flujo</li> <li>• Prueba de interfase con el módulo de control</li> <li>• Comunicación remota</li> <li>• Conexión con los flying leads eléctricos e hidráulicos</li> <li>• Conexiones del ROV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Levantamiento (peso)</li> <li>• Estructura y pilote en el manifold</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Funciones del Loop para la corrida de diablos en el manifold</li> <li>• Funcionamiento de válvulas</li> <li>• Transmisores de P y T</li> </ul>

Tabla IV. 1. Tipos de Pruebas.

En la etapa de pruebas FAT, se pueden llegar a realizar pruebas mojadas, la cuales son aplicables únicamente a equipos considerados como nuevas tecnologías, o de alto riesgo debido a la complejidad de sus cuestiones mecánicas y operacionales.

Las pruebas mojadas consisten en realizar pruebas a las interfases, debajo del agua, simulando los procedimientos a realizar costa afuera. Estas pruebas deben ser documentadas con grabaciones de video del ROV y de un buzo para que posteriormente puedan ser analizadas en las juntas de análisis de resultados.

### **IV.3. PRUEBAS DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA [SIT]**

Las pruebas de integración del sistema, también conocidas como pruebas SIT, por su nombre en inglés “System Integration Test”, son una serie de pruebas que se realizan antes de embarcar el equipo y consisten en instalar los equipos submarinos en los patios de las fábricas, respetando la distribución y ubicación tal y como se instalarán en el lecho marino para efectuar las pruebas de la instalación ensamble y operación de los equipos submarinos.

El objetivo de esta pruebas es verificar la operación de apertura y cierre de válvulas y estranguladores, operación de los sensores, ensamble entre equipos, conexiones de herramientas de intervención ó reparación y realizar pruebas de comunicación entre los sistemas.

Ya que la mayoría de los componentes de los sistemas submarinos que se enlistan a continuación son diseñados y elaborados por más de 12 compañías, un gran número de contratistas contribuyen al extenso programa de pruebas para verificar la interacción entre todas las interfases de los equipos.

- Control de flujo en el manifold y herramientas de instalación.
- Estranguladores submarinos.
- Plantilla submarina y manifold.
- Árbol submarino y sistemas de líneas de conexión.
- Sistema del cabezal.
- Sistemas de control y herramientas de instalaciones asociadas.
- Herramientas y servicios a través de las líneas de flujo.
- Equipo de instalación.
- Umbilicales químicos, eléctricos e hidráulicos.
- Servicios del ROV.
- Terminación del pozo.

Estas pruebas requieren ser planeadas al menos un año antes para considerar y coordinar los tiempos de entrega de los equipos, la selección de las pruebas y los programas de trabajo específicos que definan alcances, duración y número de pruebas.

A lo largo de la planeación, se requiere coordinar a todas las compañías involucradas en el proyecto desde la etapa de fabricación del equipo (fabricante del equipo, fabricante del modulo de control, herramientas de instalación, de sensores, etc.) hasta las de instalación del equipo, las cuales deben estar presentes durante las pruebas SIT, por si llegará a aparecer alguna irregularidad en algún componente o equipo, pueda ser solucionado inmediatamente.

A lo largo de estas pruebas los manuales de operación y mantenimiento desempeñan un papel importante ya que son utilizados como guía para establecer los procedimientos de las pruebas.

Es por ello que para realizar las pruebas de integración del sistema, se deben considerar los siguientes puntos:

- Planeación de las pruebas.
- Logística.
- Programa de ejecución.
- Protocolo de comunicación y aceptación de pruebas.
- Entrenamiento de personal.

La planeación del programa de pruebas y la logística van de la mano para poder realizar el programa de ejecución que involucre a los sistemas, como son: herramientas de instalación y/o des-instalación, equipos de reparación y producción, conexiones de suministro eléctrico e hidráulico por mencionar algunos.

A su vez durante estas pruebas se capacita el personal para la operación del equipo, se hace la documentación requerida y se firma de aceptado.

## **V. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS**

### **V.1. PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [FAT]**

El presente subcapítulo tiene como objetivo describir de manera general los tipos de pruebas más importantes realizadas durante la manufactura del árbol submarino.

Las pruebas de aceptación tienen la finalidad de asegurar que todos los componentes manufacturados cumplan con los requerimientos de diseño establecidos en la ISO 13628-4, a además de verificar que cualquier falla detectada sea reparada y analizada hasta encontrar la causa para evaluar la confiabilidad del sistema y determinar si la desviación será o no aceptada.

Durante la fabricación de los equipos y componentes que constituyen al árbol, es recomendable que el operador, supervise la construcción y ensamble, para verificar que los equipos funcionen y operen adecuadamente.

En la tabla V.1 se definen brevemente cada una de las pruebas FAT a describir, cabe mencionar que el orden de realización de las pruebas puede variar dependiendo del programa de pruebas establecido por el fabricante.

Las pruebas FAT de materiales y soldaduras no son contempladas en el alcance de esta tesis debido a que no es el área de interés y requiere de especialistas en dicha área. Es por ello que únicamente se mencionaran algunas de la pruebas de acuerdo a su clasificación para el control de calidad de los materiales y soldaduras.

<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>
Materiales	Son pruebas realizadas a los materiales para verificar su integridad y resistencia de acuerdo a las condiciones de operación previamente establecidas. (No son objeto de esta tesis)
FIT (Ensamble)	Se verifica el ajuste/ensamble entre sub componentes y componentes (p.e. cuerpo de válvulas, estrangulador, actuadores, etc.).
Diámetro <ul style="list-style-type: none"> <li>• Componentes unitarios</li> <li>• Válvulas</li> <li>• Árbol submarino</li> </ul>	Se verifica que el diámetro interno y roscas no hayan sido afectados en pruebas previas de materiales para garantizar el paso de herramientas a través de los diámetros internos.
Hidrostática <ul style="list-style-type: none"> <li>• Componentes unitarios</li> <li>• Válvulas</li> <li>• Árbol submarino</li> </ul>	Consiste en aplicar un fluido hidráulico presurizado para verificar la integridad y los sellos del equipo. Se realizan para verificar que el árbol y sus componentes sean capaces de contener la presión de trabajo sin presentar fuga alguna.
Hidrostáticas de Gas <ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas y Estranguladores</li> <li>• Asiento de válvulas</li> <li>• Árbol submarino</li> </ul>	Se suministra gas a alta presión para verificar que no haya fugas en el sistema.
Cíclicas <ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión</li> <li>• Temperatura</li> <li>• Ciclos de alta resistencia</li> </ul>	Se debe someter el equipo a repetitivos ciclos de los límites máximos y mínimos de presión, temperatura y ciclos de resistencia para los cuales fueron diseñados.
Funcionalidad Específicas <ul style="list-style-type: none"> <li>• Válvulas</li> <li>• Estrangulador</li> </ul>	Las pruebas de funcionalidad específicas se enfocan en verificar la operación de apertura, cierre y mantenimiento de presión, de componentes específicos a diferentes condiciones de presión y temperatura
Hiperbáricas	Consiste en someter el equipo a una presión externa para validar el rendimiento del equipo a las condiciones de operación a las cuales estará sometido en el lecho marino.

**Tabla V. 1. Descripción de las pruebas FAT**

### V.1.1. MATERIALES Y SOLDADURAS

Son parte del control de calidad del equipo y se realizan durante la manufactura y el ensamble del equipo y varían dependiendo del nivel especificado por el operador. Un ejemplo de las pruebas de control de calidad de acuerdo al PSL para materiales, realizadas a cuerpos de las válvulas y conexiones son las siguientes.

PSL 1	PSL 2	PSL3/3G
<ul style="list-style-type: none"><li>•Tensión</li><li>•Impacto</li><li>•Dureza</li><li>•Inspección de Dimensiones</li><li>•Examinación Visual</li><li>•Examinación de soldaduras no destructivas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Tensión = PSL 1</li><li>•Impacto = PSL 1</li><li>•Dureza = PSL 1 con excepciones</li><li>•Inspección de Dimensiones = PSL 1</li><li>•Trazabilidad</li><li>•Análisis Químico</li><li>•Materiales Ferromagnéticos</li><li>•Materiales no Ferromagnéticos</li><li>•Examinación de soldaduras no destructivas = PSL 1</li><li>•Examinación visual de soldadura</li><li>•Examinación de reparaciones no destructivas</li><li>•Examinación de soldaduras no destructivas superficiales</li><li>•Examinación de Soldaduras no destructivas volumétricas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Tensión = PSL 1</li><li>•Impacto = PSL 1</li><li>•Dureza = PSL 2 con excepciones</li><li>•Inspección de Dimensiones = PSL 1</li><li>•Trazabilidad</li><li>•Análisis Químico = PSL 2</li><li>•Examinación de soldaduras no destructivas = PSL 1</li><li>•Examinación no destructiva de reparaciones = PSL 2</li><li>•Examinación de soldaduras no destructivas superficiales = PSL 2 con adiciones</li><li>•Examinación de Soldaduras no destructivas volumétricas</li><li>•Serialización</li></ul>

Fig. V. 1. Ejemplo de pruebas de materiales realizadas a válvula y conexiones.<sup>1</sup>

### V.1.2. AJUSTE Y ENSAMBLE

Las pruebas de ajuste, también conocidas como “FIT” se realizan para verificar la relación geométrica (tamaño y medida) entre partes y de acuerdo a los criterios de tolerancia establecidos para el diseño por el fabricante. Este tipo de pruebas se deben realizar a todos los subcomponentes y los componentes que serán embonados, acoplados o ensamblados.

### V.1.3. DIÁMETRO

Las pruebas de verificación del diámetro se realizan para cualquier clasificación de PSL.

## Prueba de diámetro para válvulas

La prueba de diámetro en las válvulas consiste en hacer pasar un mandril de ajuste (drift) como se describe en la figura V.2, a través del agujero de la válvula posteriormente del ensamble y de la prueba de presión. El criterio de aceptación, requiere que el mandril pase completamente a través del orificio de la válvula.

## Prueba de diámetro para árboles

Las pruebas de diámetro para árbol al igual que las de válvulas consisten en hacer pasar un mandril de ajuste (drift) a través del orificio principal del árbol ensamblado, como se muestra en la figura V.2, y el criterio de aceptación establece que el mandril debe pasar completamente a través del agujero principal del árbol.

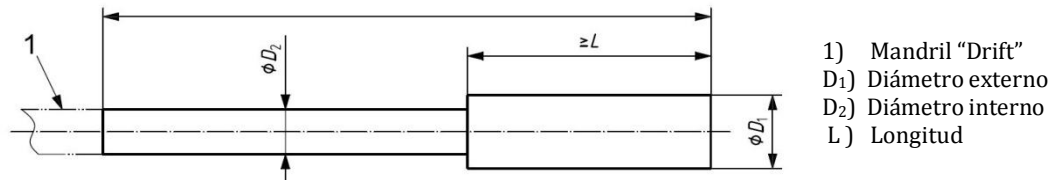


Fig. V. 2. Parámetros para la medición de diámetros en válvulas y árboles.

## V.1.4. HIDROSTÁTICAS

Las pruebas hidrostáticas consisten en aplicar un fluido de prueba (agua con o sin aditivos, alguna otra mezcla de fluido que permanezca en estado líquido ó gaseoso durante la prueba) presurizado a los componentes para demostrar su integridad y operación.

Existen tres tipos de pruebas hidrostáticas:

- Componentes unitarios
- Asiento de las válvulas
- Árbol submarino

De acuerdo a la ISO 13628-4<sup>3</sup>, la presión de prueba para los principales componentes del árbol, debe ser 1.5 la presión de trabajo establecida, sin embargo los periodos de mantenimiento de presión varían dependiendo del nivel de especificación del producto correspondiente (PSL 2, PSL 3 ó PSL 3G).

Debido a que el nivel más bajo de control de calidad [PSL] para equipos submarinos es el PSL 2, se describirán las pruebas hidrostáticas para componentes unitarios, asiento de las válvulas y árbol PSL 2 y PSL 3.



La tabla V.2 establece las presiones a las cuales deben ser probados los árboles submarinos verticales, horizontales y sus componentes; como se puede observar ambas están en función de la presión de trabajo establecida "RWP".

#### Componentes unitarios

En caso de que se trate de un componente con un PSL2 la prueba hidrostática del cuerpo se conforma de la siguientes tres etapas.

1. Primer periodo manteniendo presión.
2. Reducción de la presión a cero.
3. Segundo periodo de manteniendo presión.

Ambos periodos de mantenimiento de presión, no deben ser menores a 3 min. Se debe iniciar el cronometraje hasta que la presión sea alcanzada. La prueba hidrostática de cuerpo debe ser la primera prueba realizada a los componentes.

Por otra parte se trata de un PSL3, el procedimiento es el mismo a excepción de que se requiere un segundo periodo de mantenimiento de presión de al menos 15 minutos.

#### Asiento de válvulas

Las pruebas hidrostáticas del asiento de las válvulas descritas a continuación son validas para el PSL 2.

La prueba hidrostática de asiento para válvulas consiste en lo siguiente:

1. Aplicar la presión de prueba hidrostática al asiento de la válvula, en el extremo indicado dependiendo del tipo válvula con el lado opuesto abierto a la atmosfera.
  - Válvulas bidireccionales, deben ser en ambas direcciones.
  - Válvulas unidireccionales, deben ser en la dirección indicada en el cuerpo.
  - Válvulas check, deben ser probadas corriente abajo.
2. Una vez aplicada la presión, mantenerla y monitorear por un periodo de 3 minutos mínimo.
3. Abrir la válvula. (Reducir la presión a cero entre cada periodo de mantenimiento).
4. Repetir los pasos 1, 2 y 3.
5. Presurizar el extremo indicado, mantener la presión y monitorear un tercer tiempo por un mínimo de 3 minutos.

Para un PSL 3 se debe considerar un segundo y tercer periodo de mantenimiento de presión de al menos 15 minutos.

## Cuerpo de árbol

Para la prueba hidrostática de árbol se aplica lo mismo que para las unidades simples del equipo, excepto que se realiza en árboles ensamblados con sus respectivos componentes. Para realiza dicha prueba, todos los componentes del árbol requieren haber sido probados de manera individual hidrostáticamente antes de realizar esta prueba.

### Presiones de prueba para componentes específicos

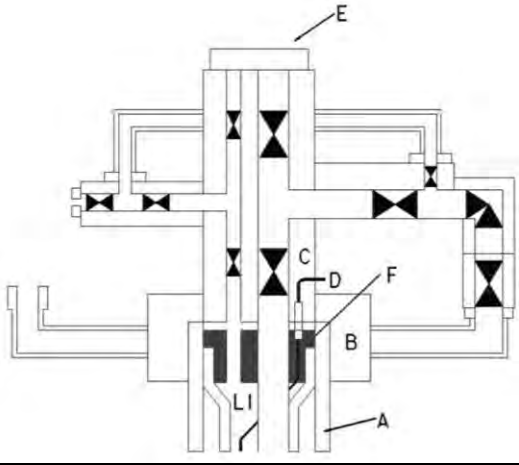
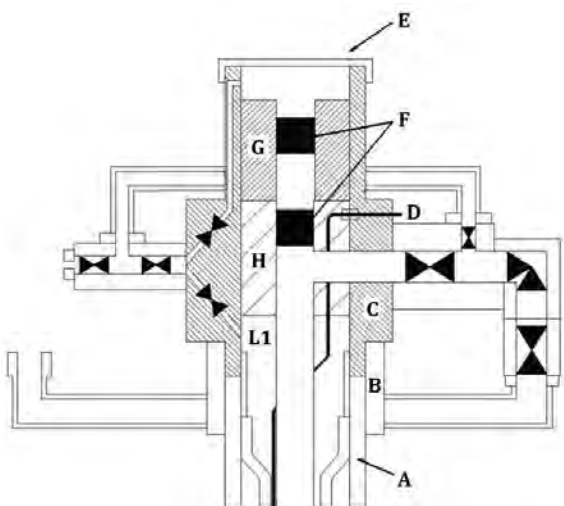
	Componente	Presión de Prueba de Cuerpo Hidrostático	
<b>A</b>	Cabezal Submarino	1.5 x RWP	
<b>B</b>	Conector del árbol	1.5 x RWP	
<b>C</b>	Válvulas, Bloque de válvulas	1.5 x RWP	
<b>D</b>	Válvula de tormenta	1.0 x RWP hasta 1.0 x [RWP+17.2 MPa (2500)]	
<b>E</b>	Tapa del árbol	1.5 x RWP	
<b>F</b>	Retenedor de la tubería de producción	1.5 x RWP	
<b>L1</b>	Parte inferior de instalación del retenedor de la tubería de producción	No aplica	
<b>A</b>	Cabezal Submarino	1.5 x RWP	
<b>B</b>	Conector del árbol	1.5 x RWP	
<b>C</b>	Válvulas, Bloque de válvulas	1.5 x RWP	
<b>D</b>	Válvula de tormenta	1.0 x RWP hasta 1.0 x [RWP+17.2 MPa (2500)]	
<b>E</b>	Tapa externa	PMR	
<b>F</b>	Tapones	1.5 x RWP	
<b>G</b>	Tapa interna del árbol	1.5 x RWP	
<b>H</b>	Retenedor de la tubería de producción	1.5 x RWP	
<b>L1</b>	Parte inferior de instalación del retenedor de la tubería de producción	No aplica	

Tabla V. 2. Presiones hidrostáticas para árboles horizontales y verticales.

## Prueba de presión del sistema hidráulico

El sistema hidráulico es una serie de tuberías de trabajo de diámetros pequeños a través de los cuales se envían los fluidos requeridos para operar actuadores y/o conectores e inyectar aditivos al pozo.

Las pruebas del sistema hidráulico establecidas en la ISO 13628-4<sup>3</sup>, la cual indica que los componentes que contengan fluido de control hidráulico deben ser sometidos a una prueba de cuerpo a una presión de 1.5 veces la presión de trabajo establecida, y realizar periodos de mantenimiento de presión primario y secundario de acuerdo al PSL 3.

Todos los subsistemas operantes (actuadores, conectores, etc.) que son operados por el sistema hidráulico deben funcionar 0.9 veces la presión de trabajo hidráulica establecida, el medio de prueba será el fluido del sistema hidráulico, y los criterios de aceptación requieren que no se observen fugas, no se requiere registrador gráfico.

### **V.1.5. HIDROSTÁTICAS DE GAS**

Las pruebas hidrostáticas de gas (aire, nitrógeno, metano, etc.) son descritas de acuerdo al PSL 3G de la ISO 13628-4, el cual considera las pruebas hidrostáticas para unidades simples, asiento de válvulas y árbol del PSL 3 (descritas anteriormente) más la prueba hidrostática de gas para el cuerpo de estranguladores, válvulas y asiento de válvulas.

#### Cuerpo de válvulas y estranguladores

La prueba se debe llevar a cabo a válvulas y estranguladores ensamblados, el procedimiento de la prueba es el siguiente:

- a) La prueba debe ser realizada a temperatura ambiente.
- b) El medio de prueba debe ser nitrógeno.
- c) La prueba se debe realizar con el equipo completamente sumergido en agua.
- d) Las válvulas y estranguladores deben estar en posición parcialmente abierta durante las pruebas.
- e) Se debe realizar un periodo de mantenimiento de presión mayor a 15 min.
- f) La presión de prueba debe ser a la presión de trabajo establecida para el equipo.

#### Prueba de asiento para válvulas

La prueba de gas al asiento de las válvulas debe ser elaborada de acuerdo a las siguientes condiciones.

- a) La presión de gas deberá ser aplicada en la compuerta de prueba indicada, dependiendo del tipo de válvula, con el lado opuesto venteadado a la atmosfera.
  - b) Las pruebas deben ser realizadas a temperatura ambiente.
  - c) El medio de prueba debe ser nitrógeno.
  - d) Las pruebas deben ser realizadas con el equipo completamente sumergido en agua.
- 
- e) Las pruebas deben consistir en dos periodos de mantenimiento de presión monitoreados.
  - f) La presión de prueba debe ser igual a la presión de trabajo establecida.
  - g) El primer periodo de de mantenimiento de presión debe ser de 15 min.
  - h) La presión debe ser reducida a cero entre cada punto de mantenimiento de presión (primario y secundario) sin abrir la válvula.
  - i) La segunda prueba de presión debe realizarse a la presión de  $2 \text{ MPa} \pm 0.2 \text{ MPa}$  ( $300 \text{ psi} \pm 30 \text{ psi}$ ).
  - j) La segunda prueba debe cumplir un periodo de mantenimiento de presión de 15 min; y posteriormente llevar la presión a cero sin abrir la válvula. (La válvula es purgada corriente arriba).
  - k) La válvula debe ser abiertas y cerradas completamente entre cada prueba.
  - l) Las válvulas bidireccionales deben ser probadas del lado contrario de la compuerta mediante el mismo procedimiento.

Esta prueba puede ser realizada en vez de las pruebas hidrostáticas de asiento simples, o bien si se desea se pueden realizar ambas.

#### Cuerpo del árbol

El procedimiento es el mismo que para las pruebas hidrostáticas simple del cuerpo del árbol descritas anteriormente, con la excepción de que el fluido de prueba forzosamente requiere ser aire, nitrógeno, metano u otros gases o mezclas de gases.

#### **V.1.6. CICLICAS**

Como parte de los requerimientos de diseño y funcionalidad establecidos por la ISO 13628-4, se debe someter a los componentes principales del árbol submarino a un determinado número de ciclos de presión, temperatura y resistencia, sin presentar deformación alguna para validar la operación del equipo y de sus componentes a dichas condiciones.

Es por ello que las pruebas de validación generales son las siguientes:

- Pruebas de ciclos de presión
- Pruebas de ciclos de temperatura
- Pruebas de ciclos de alta resistencia (ciclos de vida)

Estas pruebas evalúan la operación del componente, a las condiciones de trabajo a las cuales será expuesto y son aplicables para sellos metálicos, no metálicos, conectores del cabezal, árbol, retenedor de la tubería de producción, tapa de árbol, líneas de flujo, conectores para intervención y/o reparación, válvulas, actuadores de válvulas, estranguladores submarinos, actuadores de estranguladores submarinos, retenedor y colgador de la tubería de producción y de revestimiento, etc.

#### Pruebas de ciclos de presión

Se deben realizar ciclos de pruebas hidrostáticas, donde el equipo debe ser presurizado alternadamente hasta la presión de trabajo establecida y posteriormente despresurizada hasta que se complete el número de ciclos de presión mínimo requerido para la validación de las pruebas.

La tabla V.3 enlista el número de ciclos y el equipo que debe ser sometido a repetitivas pruebas hidrostáticas o de gas si es aplicable, sin embargo estas pruebas no requieren periodos de mantenimiento para cada ciclo. Antes y después de cada prueba de ciclo de presión. Se debe realizar una prueba hidrostática simple o de gas si es aplicable.

#### Pruebas de ciclos de temperatura

Para completar un ciclo de temperatura el equipo debe ser calentado y enfriado alternadamente a los extremos de temperatura desde la más alta hasta la más baja. Las temperaturas deben ser acorde con los requerimientos del diseño. (Cap. III.2.2.)

En la tabla V.3 se enlista el equipo que debe ser sometido repetitivas pruebas de ciclos de temperaturas simulando las variaciones de temperatura que pudieran ocurrir a lo largo de la vida útil del equipo. Durante el ciclo de temperatura, la presión de trabajo establecida debe ser aplicada sin presentar fuga alguna.

#### Pruebas de ciclos de alta resistencia

El equipo debe ser sometido a ciclos operacionales de apertura y cierre, ensamble y/o desconexión, la prueba debe ser realizada a la temperatura y presión de trabajo establecida de acuerdo a las especificaciones del fabricante. En la tabla V.3 se enlistan los equipos que deben ser sometidos a dichas pruebas de resistencia para simular su operación a largo plazo.

La prueba puede ser acumulativa, por ejemplo para el caso de la válvula si los ciclos de temperatura utilizados para probar la válvula establecidos en la tabla V.3 son 200 ciclos de presión y 3 de temperatura, por lo tanto considerar 203 ciclos del total hasta llegar a los 600 ciclos requeridos para la prueba de ciclos de resistencia.

La tabla V.2 indica el número de ciclos a realizar para cada una de las pruebas.

<b>Componente</b>	<b>Ciclos de Presión</b>	<b>Ciclos de Temperatura</b>	<b>Ciclos de Alta Resistencia (Total de ciclos acumulativos)</b>
Sellos de metal expuestos al agujero de producción	200	3	PMR <sup>c</sup>
Sellos de metal no expuestos al agujero de producción	3	3	PMR <sup>c</sup>
Sellos no metálicos expuestos al agujero de producción	200	3	PMR <sup>c</sup>
Sellos no metálicos no expuestos al agujero de producción	3	3	PMR <sup>c</sup>
Conectores de Cabezal, árbol y bola colgadora	3	NA	PMR <sup>c</sup>
Conectores para intervención o reparación	3	NA	100
Bola colgadora	3	NA	PMR <sup>c</sup>
Válvulas	200	3	600
Actuadores de válvulas	200	3	600
Conectores de la tapa del árbol	3	NA	PMR <sup>c</sup>
Conectores de líneas de flujo	200	NA	PMR <sup>c</sup>
Estranguladores submarinos	200	3	500
Actuadores de estranguladores submarinos	200	3	1 000 <sup>e</sup>
Retenedor de la TR en el cabezal submarino	3	NA	NA
Ensamblajes de sellos anulares en el cabezal submarino	3	3	NA
Válvulas check	200	3	PMR <sup>c</sup>
Retenedor de TP y TR tipo mudline	3	NA	NA
Herramientas de instalación <sup>d</sup>	3	NA	PMR <sup>c</sup>
NOTA Los ciclos de presión, temperatura y resistencia se deben realizar de acuerdo a lo especificado por arriba de las pruebas acumulativas con un producto son cambiar sellos o componentes.			
<p>a. Los ciclos de temperatura deben ser acuerdo con la ISO 10423.</p> <p>b. Antes y después de la prueba de ciclos de baja presión 2 MPa (300 psi) ±10%, realizar pruebas de fugas.</p> <p>c. PMR significa “por especificación del fabricante”.</p> <p>d. Las herramientas de instalación del cabezal submarino no están incluidas.</p> <p>e. Un ciclo de un actuador de estrangulados está definido desde la posición totalmente abierta a la posición de totalmente cerrado ó viceversa.</p>			

**Tabla V. 3. Ciclos de Pruebas por componente.**

## Descripción de una prueba de ciclos de presión y temperatura

La presión debe ser monitoreada y controlada durante los cambios de temperatura donde las letras corresponden a las etapas de los procedimientos mostrados en la Figura V.3.

- a) Comenzar a temperatura ambiente y con la presión atmosférica.
- b) Elevar la temperatura al máximo. Aplicar la presión de prueba y mantener por un periodo mínimo de una hora, posteriormente bajar la presión.
- c) Bajar la temperatura al mínimo.
- d) Aplicar la presión de prueba, por un periodo mínimo de una hora y bajar la presión.
- e) Elevar la temperatura a la temperatura ambiente.
- f) Aplicar la presión de prueba a temperatura ambiente y mantener de un 50% a un 100% la presión de prueba mientras se eleva la temperatura al máximo.
- g) Mantener la presión de prueba por un periodo de al menos una hora.
- h) Reducir la temperatura al mínimo mientras mantiene de un 50% a un 100% la presión de prueba.
- i) Mantener la presión de prueba por un periodo de al menos una hora.
- j) Elevar la temperatura a la temperatura ambiente y mantener mientras se eleva de un 50% a un 100% la presión de prueba.
- k) Liberar la presión y elevar la temperatura al máximo.
- l) Aplicar la presión de prueba y mantener por un periodo mínimo de una hora, posteriormente liberar presión.
- m) Reducir la temperatura al mínimo.
- n) Aplicar la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar presión.
- o) Elevar a la temperatura a la temperatura del cuarto.
- p) Aplicar la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar la presión.
- q) Aplicar de un 5% a un 10% la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar presión.

El procedimiento de la prueba de ciclos de presión y temperatura fue obtenida del Anexo F de la ISO 10423<sup>1</sup>.

Esquema del procedimiento de la prueba, donde las letras corresponden a los pasos anteriores:

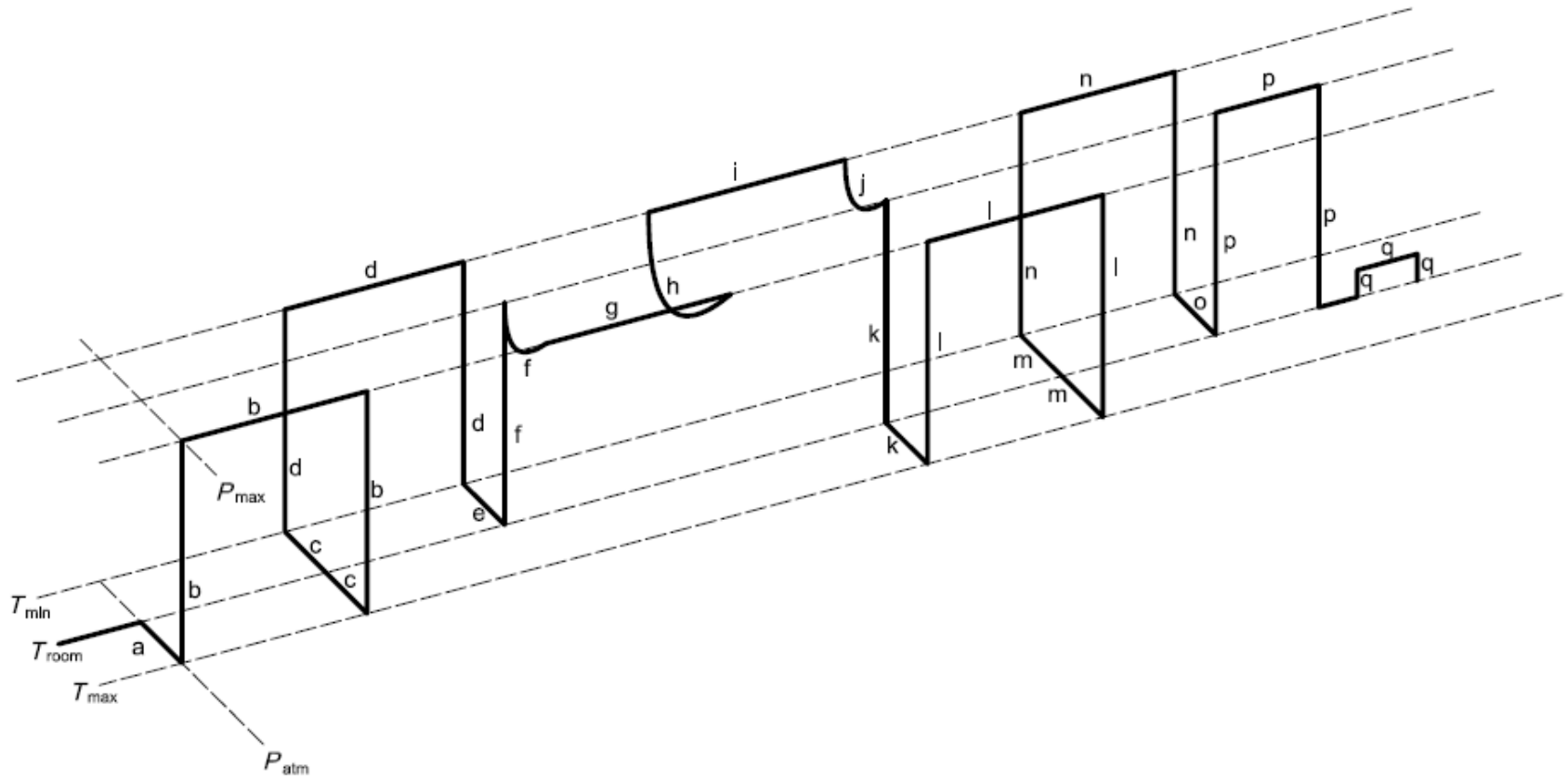


Fig. V. 3. Gráfica de la Prueba.



## V.1.7. PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO Y FUNCIONALIDAD

Las pruebas de funcionalidad son especificadas por el operador de acuerdo a las condiciones de operación del equipo, con la finalidad de verificar la operación (apertura y cierre) de las válvulas y el estrangulador bajo condiciones extremas (presiones y temperaturas máximas y mínimas) de operación.

### PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD PARA VÁLVULAS

Para el caso de las válvulas, los requerimientos de diseño en árboles submarinos específicamente para un nivel PR2 consideran las siguientes pruebas.

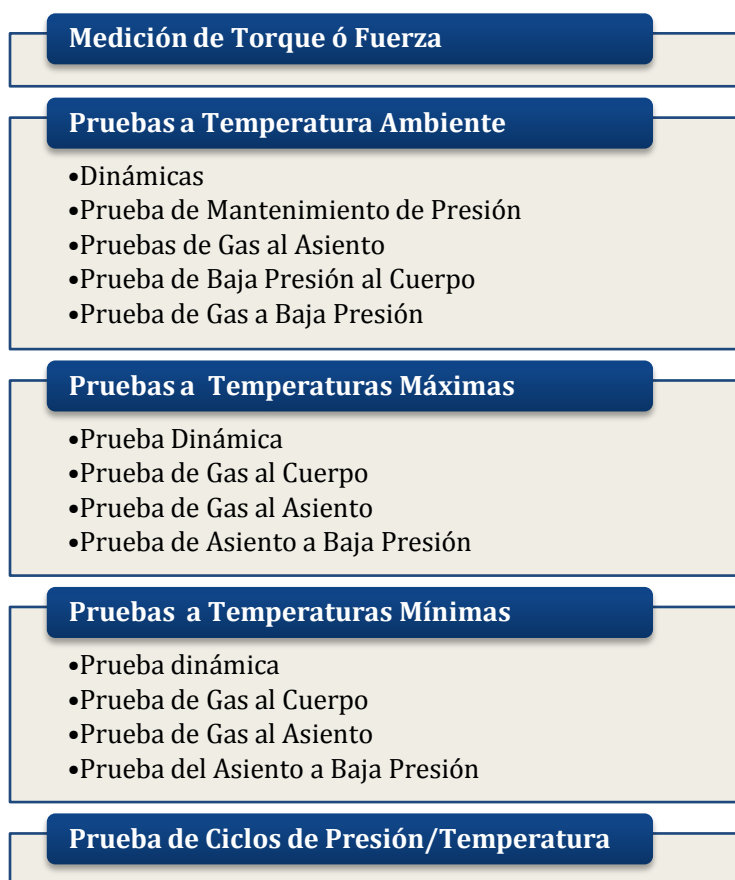


Fig. V. 4. Tipos de pruebas de validación aplicadas a válvulas.<sup>1</sup>

### MEDICIÓN DE TORQUE Ó FUERZA

Se debe realizar medición de torque y fuerza al inicio y al final de las pruebas de acuerdo a los procedimientos establecidos por el fabricante. Cualquier separación, fractura o desprendimiento durante la prueba de torque debe ser medida y estar dentro de los criterios de aceptación establecidos por el fabricante.

## **PRUEBA DINÁMICA A TEMPERATURA AMBIENTE**

El procedimiento para válvulas de compuerta es el siguiente y un ciclo debe ser realizado al menos 160 veces.

- a) Llenar el extremo corriente abajo de la válvula con el fluido de prueba a un 1% o menos de la presión de prueba.
- b) Aplicar la presión de trabajo establecida en el lado corriente arriba de la compuerta. Todas las pruebas de asiento posteriores deben ser en la misma dirección.
- c) Abrir completamente la válvula y mantener la presión a un 50% de la presión inicial cuando mínimo.
- d) Cerrar la válvula completamente mientras se mantiene la presión por encima del los límites.
- e) Liberar la presión corriente abajo a un 1% o menos de la presión de prueba una vez que la válvula este completamente cerrada.
- f) Repetir los pasos hasta que un mínimo de 160 ciclos de apertura y cierre sean concluidos.

Procedimiento para válvulas check de acuerdo a la norma<sup>1</sup> para PR2 será el mismo que para PR1 y consiste en lo siguiente:

- a) Aplicar la presión de trabajo corriente abajo de la válvula, mientras el otro lado es expuesto a la atmosfera.
- b) Liberar presión a un 1% o menos de la presión de prueba y desasentar la válvula.
- c) Repetir los pasos anteriores hasta cumplir un mínimo de 160 ciclos de presión.

## **PRUEBAS ESTÁTICAS A TEMPERATURA AMBIENTE**

### **Prueba de mantenimiento de presión**

Consiste en aplicar la presión de prueba y mantener por un periodo mínimo de una hora, sin liberar la presión. Con la válvula de compuerta o check parcialmente abierta.

### **Pruebas de gas al asiento**

Al final del periodo de mantenimiento del punto anterior se debe cerrar la válvula y mantener la presión de trabajo por al menos 15 min en el lado corriente arriba de la compuerta y después liberar presión.

### **Prueba de baja presión al cuerpo**

La prueba consiste en aplicar de un 5% a un 10% la presión de prueba al cuerpo de la válvula y mantener por un periodo mínimo de una hora, posteriormente liberar la presión. La prueba se realiza con las válvulas de compuerta parcialmente abiertas.

### Prueba de baja presión al asiento

La prueba consiste en someter el asiento de la válvula a una presión diferencial mayor a un 5% y menor a un 10% de la presión de trabajo establecida durante un periodo de mantenimiento de presión de al menos una hora y posteriormente liberar la presión.

## **PRUEBAS REALIZADAS A TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS**

El procedimiento de las pruebas realizadas a temperatura máxima, es el mismo de las pruebas realizadas a temperaturas mínimas a diferencia de que:

- Prueba de  $T_{max}$  debe ser realizada a la temperatura máxima de prueba.
- Prueba de  $T_{min}$  debe ser realizada a la temperatura mínima de prueba.

### Prueba dinámica

El procedimiento es el mismo que de la “Prueba Dinámica a Temperatura Ambiente” antes mencionada, pero se debe realizar a la temperatura de prueba y un total de 20 ciclos como mínimo.

### Prueba de gas al cuerpo

Esta prueba se debe llevar a cabo a la temperatura de prueba y a la presión de trabajo establecida para evaluar el cuerpo de la válvula de la manera siguiente:

- a) Las válvulas de compuerta deben estar en posición parcialmente abierta durante la prueba. Las válvulas check deben ser probadas corriente arriba.
- b) Suministrar el gas a la presión de prueba y mantener la presión por un periodo mínimo de una hora.

### Prueba de gas al asiento

Al final del periodo de mantenimiento del punto anterior se debe cerrar la válvula y mantener la presión de trabajo por al menos una hora en el lado corriente arriba de la compuerta y después liberar presión.

### Prueba de baja presión al asiento

La prueba consiste en someter el asiento de la válvula a una presión diferencial mayor a un 5% y menor a un 10% de la presión de trabajo establecida durante un periodo de mantenimiento de presión de al menos una hora y posteriormente liberar la presión.

## PRUEBA DE CICLOS DE PRESIÓN/TEMPERATURA AL CUERPO

La prueba de ciclos de presión y temperatura aplicada al cuerpo de la válvula consiste en lo siguiente:

- a) Elevar la temperatura a la temperatura ambiente.
- b) Aplicar la presión de prueba a temperatura ambiente y mantener de un 50% a un 100% la presión de prueba mientras se eleva la temperatura al máximo.
- c) Mantener la presión de prueba por un periodo de al menos una hora.
- d) Reducir la temperatura al mínimo mientras mantiene de un 50% a un 100% la presión de prueba y mantener la presión de prueba por un periodo de al menos una hora.
- e) Elevar la temperatura a la temperatura ambiente y mantenerla mientras se eleva de un 50% a un 100% la presión de prueba.
- f) Liberar la presión y elevar la temperatura al máximo.
- g) Aplicar la presión de prueba y mantener por un periodo mínimo de una hora, posteriormente liberar presión y reducir la temperatura al mínimo.
- h) Aplicar la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar presión posteriormente elevar a la temperatura a la temperatura del cuarto.

## PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD PARA ESTRANGULADORES

Las pruebas de funcionalidad específicas para el estrangulador son las siguientes:

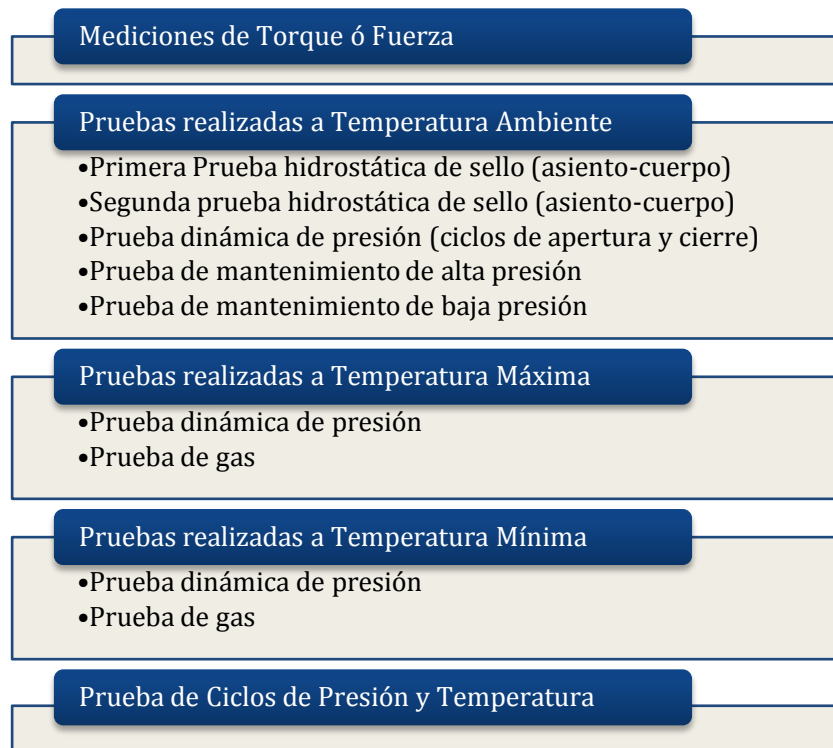


Fig. V. 5. Tipos de pruebas de validación aplicadas a estranguladores.

De acuerdo a la ISO 10423 las pruebas dinámicas no son aplicables a estranguladores positivos.

## **MEDICIONES DE TORQUE Ó FUERZA**

El procedimiento debe ser determinado y documentado por el fabricante y las fuerzas de operación y/o torque deben ser acordes con las especificaciones del fabricante.

## **PRUEBAS REALIZADAS A TEMPERATURA AMBIENTE**

### Primera prueba hidrostática de sello (asiento-cuerpo)

Realizar la prueba a temperatura ambiente, para verificar la integridad del sello asiento-cuerpo. Se debe aplicar una presión de prueba igual a la presión de trabajo establecida y mantener por un periodo mínimo de una hora.

### Segunda prueba hidrostática de sello (asiento-cuerpo)

Consiste en realizar un segundo periodo de prueba hidrostática de sello, aplicando la presión de trabajo a la temperatura del cuarto por un periodo mínimo de una hora. Se debe realizar después de la prueba de ciclos de presión/temperatura, verificando la integridad de los sellos.

### Prueba dinámica de presión (ciclos de apertura y cierre)

Aplicar la presión de trabajo y ciclos del vástago al menos 160 ciclos, considérese como un ciclo abrir-cerrar-abrir el estrangulador. Los criterios de aceptación deben ser acordes con las especificaciones del fabricante.

### Prueba de mantenimiento de alta presión

Aplicar la presión de prueba, con el asiento desasentado y mantener la presión por un periodo mínimo de una hora.

### Prueba de mantenimiento de baja presión

Aplicar de un 5% a un 10% la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar la presión. La prueba se debe realizar con el asiento desasentado.

## **PRUEBAS REALIZADAS A TEMPERATURA MÁXIMA**

El procedimiento de las pruebas realizadas a temperatura máxima y mínima es el mismo a diferencia de que deben ser realizadas a las temperaturas de prueba correspondientes.

Prueba dinámica de presión a (ciclos de apertura y cierre)

La prueba es la misma que para las condiciones a temperatura ambiente a diferencia de que se debe llevar a cabo a la temperatura máxima. El medio de prueba debe ser gas y se deben realizar cuando menos 20 ciclos de abrir-cerrar-abrir el vástago del estrangulador.

Prueba de gas al cuerpo del estrangulador

La prueba de gas al cuerpo del estrangulador consiste en los siguientes pasos:

- El estrangulador debe estar parcialmente abierto durante la prueba
- La presión de prueba debe ser la presión de trabajo establecida (RWP) y la temperatura debe ser la temperatura de prueba máxima.
- Se debe realizar un periodo de mantenimiento de presión durante al menos una hora.

## **PRUEBA DE CICLOS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA**

La prueba se debe llevar a cabo de la siguiente manera con el asiento abierto:

- a) Elevar la temperatura a la temperatura del cuarto.
- b) Aplicar la presión de prueba a la temperatura del cuarto y mantener de un 50% a un 100% de la presión de prueba mientras se eleva la temperatura al máximo.
- c) Mantener el periodo por una hora como mínimo a la presión de prueba.
- d) Reducir la temperatura al mínimo mientras mantiene de un 50% a un 100% de la presión de prueba.
- e) Mantener el periodo por un mínimo de una hora a la presión de prueba.
- f) Elevar la temperatura a la temperatura del cuarto mientras se mantiene de un 50% a un 100% de la presión de prueba.
- g) Liberar la presión y elevar la temperatura al máximo.
- h) Aplicar la presión de prueba, mantener por un periodo mínimo de una hora y liberar presión.
- i) Reducir la temperatura al mínimo.
- j) Aplicar la presión de prueba, mantener por un periodo de una hora y liberar la presión.
- k) Elevar a la temperatura a la temperatura del cuarto.

### V.1.8. HIPERBÁRICAS

La prueba consiste en completar un determinado número de ciclos mientras el equipo es sometido a una presión hiperbárica externa. Durante los ciclos, las fugas no deben exceder de lo especificado en la tabla V.5.

Para la realización de esta prueba se requiere de una cámara hiperbárica en la cual se puede aumentar la presión del aire por encima de la presión atmosférica simulando de esta manera las condiciones en el lecho marino y así poder validar el rendimiento del mismo.

Los equipos submarinos no pueden ser probados hidrostáticamente debido a las dimensiones de las cámaras hiperbáricas ya que son más pequeñas y es por ello que se realizan únicamente a ciertos componentes.

El medio de prueba puede ser mantenido a una temperatura de  $4^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$  ( $40^{\circ}\text{F} \pm 10^{\circ}\text{F}$ ) y una presión hiperbárica acorde con la profundidad a la cual será instalado el equipo.

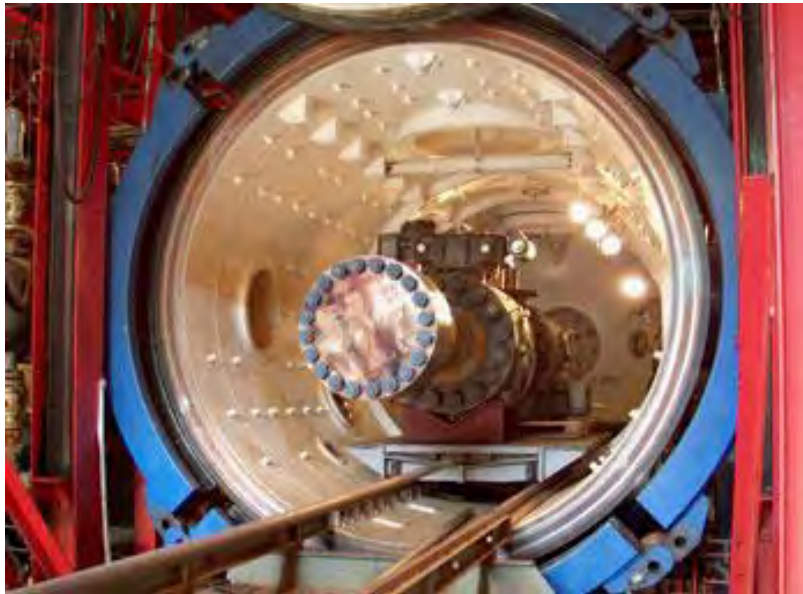


Fig. V. 6. Prueba de una válvula en una cámara hiperbárica.

Si se acuerda entre el operador y el fabricante es posible realizar pruebas cíclicas de presión y/o de larga resistencia mientras el componente es sometido a las condiciones de la cámara hiperbárica.

Un ciclo funcional consiste en una primera etapa de suministro de presión de trabajo interna a totalmente despresurizados (a presión atmosférica), mientras es sujeto continuamente a la presión hiperbárica externa.

La tabla V.4 muestra la lista de equipo submarino que debe ser sometido a dicha prueba.

<b>Componente</b>	<b>Ciclos Operacionales de Pruebas de Presión Hiperbárica</b>
Actuadores de válvulas	200
Actuadores de estranguladores	200
Estranguladores submarinos	200
Sellos no metálicos (no expuestos al agujero de producción)	3 <sup>b</sup>
Sellos no metálicos (expuestos al agujero de producción)	200 <sup>b</sup>
Sellos metálicos (no expuestos al agujero de producción)	3 <sup>b</sup>
Sellos metálicos (expuestos al agujero de producción)	200 <sup>b</sup>
Válvulas	200
Válvulas check	200
a. Es aplicable si el sello es expuesto directamente a condiciones hiperbáricas en servicio.	

**Tabla V. 4. Componentes y ciclos establecidos para pruebas hiperbáricas.<sup>3</sup>**

Las válvulas y los estranguladores deben cumplir con lo siguiente para completar un ciclo:

- a) Iniciar en la posición totalmente cerrada.
- b) Aplicar una presión diferencial de la presión de trabajo establecida en el agujero.
- c) Abrir parcialmente con la presión diferencial actuando.
- d) Accionar lentamente la posición completamente abierta con la presión diferencial actuando y regresar al a).

Una prueba hidrostática interna simple debe ser aceptada después hasta que se hayan completado el número de ciclos el componente sea y despresurizado hasta alcanzar la presión atmosférica.

## **V.1.9. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DE LA PRUEBAS FAT**

### **PRUEBAS HIDROSTÁTICAS**

Para que una prueba hidrostática sea validada, no debe haber fugas visibles durante el periodo de mantenimiento de presión. Si se emplea un monitor de presión calibrado y/o un registrador gráfico con propósitos de documentación, el registrador debe tener un ritmo aceptable de presión, que no exceda el 3% de la presión de prueba por hora.



La presión final no debe caer por debajo de la presión de prueba hasta que termine el periodo de mantenimiento y la presión de prueba inicial no debe ser mayor de un 5% de arriba de la presión de prueba específica.

El medio de prueba:

- Se puede emplear como medio de prueba agua con ó sin aditivos, gas, fluido hidráulico ó alguna otra mezcla de fluido que permanezca en estado líquido ó gaseoso durante la prueba.
- El fabricante debe sustituir el gas por líquido si la prueba hidrostática lo especifica, además de proveer el método de prueba y los criterios de aceptación que se utilizan para pruebas de gas.

Presión de prueba:

- La presión de prueba hidrostática para componentes debe ser acorde con la tabla V.2.
- La presión de prueba de cuerpo hidrostático para cualquier otro componente debe ser al menos 1.5 veces la presión de trabajo establecida.
- Las partes deben ser pintadas después de ser probadas.

Para el caso de los componentes unitarios:

- El equipo y la presión del manómetro de monitoreo debe ser aislada de la presión de origen.
- Se debe realizar la prueba hidrostática al árbol ensamblado antes de ser embarcado de la instalación de manufactura.
- No se debe realizar la prueba con una presión diferencial aplicada al mecanismo de cierre de válvulas.
- Las pruebas se deben realizar antes de adicionar grasa al cuerpo.
- Las pruebas serán realizadas antes de pintar el cuerpo.
- Los conectores sueltos, tapones machos y tapones de válvulas no requieren pruebas hidrostáticas.

Para la prueba del asiento de las válvulas el criterio de aceptación establece que no se deben visualizar fugas durante el periodo de mantenimiento de presión.

## **PRUEBA HIDROSTATICA DE GAS**

Para la realización de una prueba de gas se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se debe realizar una prueba hidrostática de cuerpo y de asiento que cumpla con los criterios de aceptación correspondientes antes de realizar cualquier prueba de gas.
- Como medio de prueba se puede emplear aire, nitrógeno, metano u otros gases o mezcla de gases.

- Para equipo de 15 000 psi y/o mayor. La prueba de gas requiere equipo especializado para realizar la prueba a la presión de trabajo correspondiente.
- Se debe emplear un método de detección de fugas en las pruebas de gas a temperatura ambiente, no deben observarse burbujas durante los periodos de mantenimiento de presión.

Criterio de detección de fugas:

- El equipo/componente debe ser sumergido completamente en un líquido, o bien debe ser saturado en las áreas de sello validadas, de manera que toda la trayectoria de las posibles fugas sea cubierta.
- Uno de los extremos de la tubería debe ser sumergido en un líquido o conectado a un dispositivo de medición de fugas.
- Se consideran aceptables otros métodos que puedan detectar fugas adecuadamente.

## **PRUEBAS CICLICAS**

El fluido de prueba para los periodos de mantenimiento de presión durante las pruebas cíclicas puede ser gas.

Requerimientos de Presión

- La presión debe ser considerada estable cuando la razón de cambio no sea más del 5% de la presión de prueba por hora. Durante los periodos de mantenimiento de presión, es importante que la presión permanezca dentro de un rango del 5% de la presión de prueba.
- Los periodos de mantenimiento deben iniciar a partir de una estabilización de presión, es importante que los dispositivos de medición de presión, deben ser aislados de la fuente de presión y los tiempos especificados en las pruebas deben ser el tiempo mínimo de prueba, el tiempo real dependerá de lo acordado entre el fabricante y el operador.

Requerimientos de Temperatura

- La temperatura debe considerarse estable cuando la razón de cambio sea mayor a 0,5 °C. Durante los periodos de mantenimiento de temperatura, la temperatura debe permanecer estable o por encima de a la temperatura de prueba sin exceder por más de 11° C.
- Para realizar una prueba de temperatura es imprescindible establecer las condiciones de la locación para la medición efectiva de la temperatura, de acuerdo a la ISO 10423 las condiciones son las siguientes:
  - La temperatura del cuarto debe ser la temperatura ambiente.
  - La temperatura debe ser medida mientras se prueba el equipo, a 13 mm del exterior y a 13 mm de la superficie mojada por el fluido.

- El calentamiento para la prueba de temperatura máxima puede ser aplicado externa ó internamente al agujero.
- El calor debe ser aplicado de manera que la temperatura en el agujero completo o la superficie mojada sea mayor a la temperatura máxima, es por ello que el fluido empleado para en la prueba de mantenimiento de alta temperatura debe estar a la temperatura máxima o por arriba de la misma.
- Para la aplicación de enfriamiento en la prueba de temperatura mínima es necesario que el enfriamiento sea aplicado a toda la superficie externa del equipo.

### PRUEBAS DE FUNCIONALIDAD ESPECÍFICAS

Para la validación del diseño, las pruebas de funcionalidad deben cumplir con los siguientes criterios:

- La prueba hidrostática de gas a temperaturas máxima y mínima debe ser aceptable si el cambio de presión observado en el dispositivo registrador de presión es menor a un 5%.
- La prueba hidrostática a temperatura ambiente será aprobada siempre y cuando no existan fugas visibles durante el periodo de mantenimiento de presión. Los cambios de presión observados en los dispositivos de medición de presión deben ser de menos del 5% durante los periodos de mantenimiento de presión.
- La prueba de gas a la temperatura ambiente será aceptable siempre y cuando no se observen burbujas, si se observa una fuga durante los periodos de mantenimiento de presión, el gasto debe ser menor que los gastos mostrados en la tabla V.5.

En la siguiente tabla se pueden observar los componentes el tipo de sello y las fugas permisibles durante las pruebas.

Equipo	Tipo de Sello	Fugas Permisibles
Válvulas de compuerta	A través del agujero	30 cm <sup>3</sup> /min/25,4 mm de diámetro nominal del agujero
	Sellos de vástago	60 cm <sup>3</sup> /h
	Estáticos (sellos y conexiones)	20 cm <sup>3</sup> /h
Válvulas check	A través del agujero	60 cm <sup>3</sup> /h
	Sellos de vástago	60 cm <sup>3</sup> /h
	Estáticos (sellos y conexiones)	20 cm <sup>3</sup> /h
Estranguladores	Dinámicos (sellos de vástago)	60 cm <sup>3</sup> /h
	Estáticos (sellos y conexiones)	20 cm <sup>3</sup> /h
Actuadores	Fluido actuador	60 cm <sup>3</sup> /h
Retenedores	Sellos de elastómero en TP o TR	10 cm <sup>3</sup> /min/25,4 mm de tubería/diámetro de la TR
Adaptadores y otras conexiones	Cierre externo	20 cm <sup>3</sup> /h

Tabla V. 5. Criterios de Aceptación de Fugas de Gas a Temperatura del Cuarto.

## V.2. PRUEBAS EXTENDIDAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA [EFAT]

Las pruebas EFAT, son pruebas adicionales a las pruebas FAT, realizadas en la misma fábrica donde fueron elaborados. El objetivo principal de las pruebas EFAT, es verificar el equipo, mediante pruebas de ajuste, conexiones de fluido hidráulico eléctrico, operacionales, procedimientos y las herramientas de instalación/desinstalación del árbol y de sus componentes recuperables.

Antes de realizar las pruebas EFAT es importante verificar que hayan sido realizadas y aprobadas las pruebas FAT. Cabe resaltar que las pruebas EFAT son pruebas diseñadas y planeadas por el fabricante de acuerdo a los requerimientos de la compañía operadora. (Por ejemplo: los sensores de fondo).

Para la planeación de estas pruebas, el fabricante establece un programa de trabajo de las pruebas a realizar indicando la cronología de las pruebas, los procedimientos y los tiempos para cada componente, conexiones y herramientas de reparación o instalación.

Las pruebas EFAT varían principalmente dependiendo del equipo (Árbol, Jumper, Manifold, Plem, etc.) que se desea probar.

En el esquema siguiente muestra un árbol submarino con los componentes principales a los cuales se les pueden realizar este tipo de pruebas.

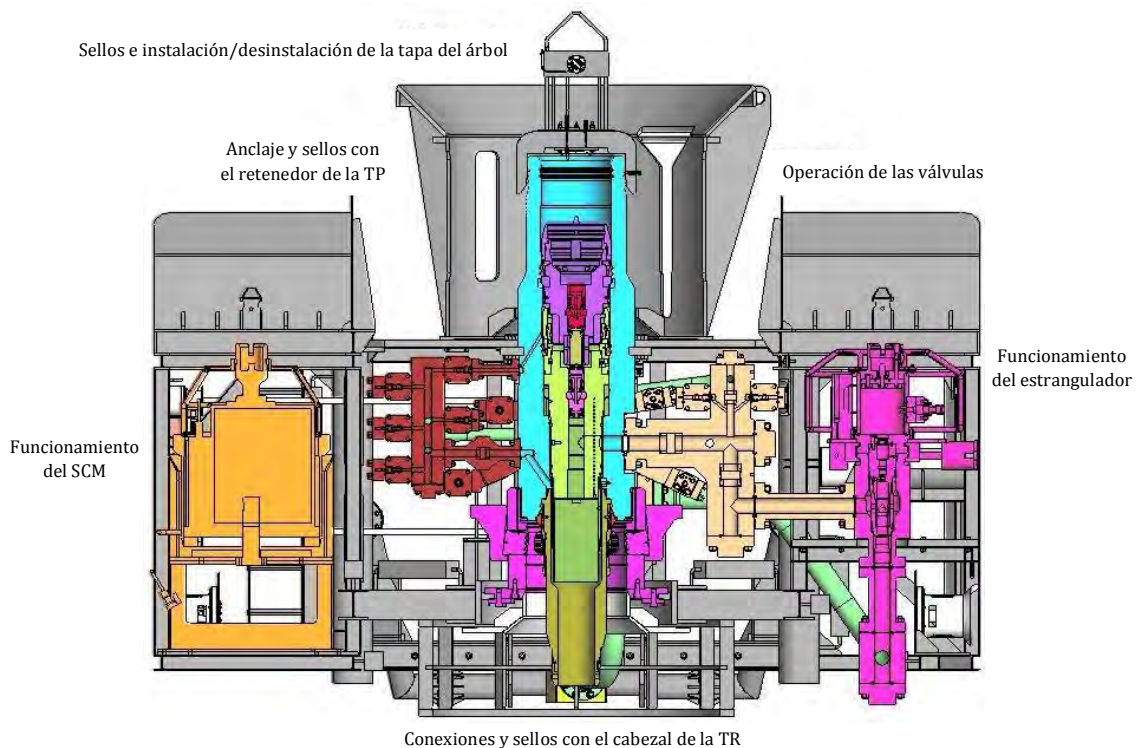


Fig. V. 7. Conexión y sellos entre el cabezal de la TR y el Árbol Submarino.

La ventaja de estas pruebas es que en la mayoría de los casos se pueden probar dos o más componentes de manera simultánea: por ejemplo para realizar una prueba de operación de las válvulas es necesario tener un equipo de control que envíe el fluido hidráulico y eléctrico requerido para que la válvula opere (Módulo de control) o bien mediante la apertura manual del ROV. De este modo en una sola prueba se evalúa el funcionamiento del módulo de control, las conexiones entre el ROV y el Árbol y la apertura/cierre de válvulas.

A lo largo de las pruebas EFAT se tienen las pruebas de: conexiones, SCM, ROV, FIT, instalación/desinstalación, Atraves de las cuales se puede evaluar el ensamble, operación e instalación/ desinstalación de los componentes del árbol y del árbol.

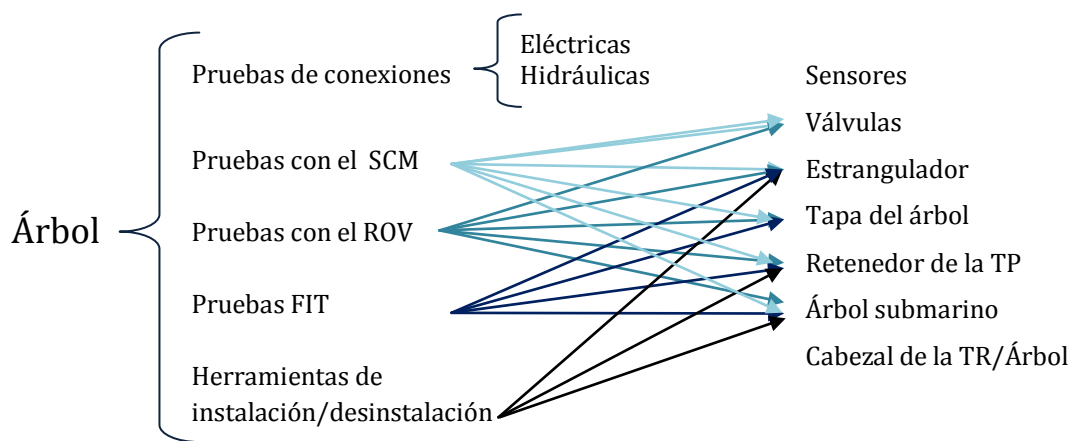


Fig. V. 8. Clasificación de las pruebas EFAT.

### V.2.1. CONSIDERACIONES PREVIAS

En la realización de las pruebas EFAT y SIT, se debe considerar uno de los sistemas principales conocido como "IWOCS" por sus siglas en inglés (Installation or Intervention Workover Control System) que es un Sistema de Control para Instalación y Reparación de equipos submarinos, el cual está conformado por los siguientes equipos:

- Cuarto de control.
- Señales de comunicación.
- Módulo de control.
- Suministro de energía eléctrica e hidráulica.
- Herramientas de instalación.
- Umbilical y cables de conexión.

Este equipo forma parte de los suministros principales para llevar a cabo las pruebas en fábrica, sin embargo los equipos de prueba son de menor capacidad a los utilizados en la reparación e instalaciones reales en el lecho marino.

Como parte de la preparación del equipo antes realizar las pruebas, se debe verificar lo siguiente:

- Que la Unidad de Potencia Eléctrica tenga una última revisión reciente del software,
- Hacer las conexiones de la “Unidad Eléctrica de Pruebas” (ETU) con la “Unidad de Pruebas de Potencia y Comunicación Submarina (SPCTU).
- Verificar que los fluidos de control en la Unidad de Poder Hidráulico (HPU), estén listos para poder operar los equipos submarinos.

## **V.2.2. DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS EFAT POR COMPONENTE**

Los principales puntos a evaluar son las conexiones, ROV, modulo de control submarino, tapa del árbol, cabezal, retenedor de la tubería de producción, válvulas, estrangulador, pruebas con las unidades de apagado de emergencia y pruebas previas para la instalación.

El procedimiento para la realización de una prueba, no evalúa necesariamente componente a componente. Posiblemente se pueden evaluar dos o más de manera simultánea y el orden de las pruebas depende del programa de pruebas previamente establecido.

### **CONEXIONES HIDRÁULICAS Y ELÉCTRICAS**

- Pruebas de partes de conexiones (embonar boquetes).
- Funcionamiento de líneas de control hidráulicas del árbol.
- Verificar sensores de presión y temperatura del árbol.
- Realizar y verificar el funcionamiento del conector macho-hembra del fluido hidráulico/eléctrico.
- Realizar pruebas hidrostáticas para evaluar los sellos en las conexiones.
- Realizar pruebas de continuidad de los conductos eléctricos.

## PRUEBAS REALIZADAS AL ÁRBOL CON EL ROV

- Verificar el manejo de todas las interfases y entradas del ROV.
- Verificar las placas de conexión con el ROV.
- Verificar el torque y número de vueltas en las interfases y boquetes de todo el árbol.
- Proveer un registro de las fuerzas de torsión y rotación de cada válvula.
- Verificar el acceso del ROV para procedimientos de instalación.
- Proveer un simulacro del ROV, físicamente verificar el acceso y herramientas requeridas para instalar la tapa del árbol con ROV.
- Verificar con el ROV el cierre/apertura de la tapa del árbol.
- Verificar con el ROV la instalación/ensamble entre el cabezal y el árbol submarino.
- Simular una desinstalación utilizando el ROV.



Fig. V. 9. Prueba de Interfase del ROV.

## MÓDULO DE CONTROL SUBMARINO [SCM]

- Instalar y asegurar el SCM.
- Recuperar el SCM con la herramienta específica para el SCM y reinstalar.
- Realizar pruebas de sellos en el SCM.
- Realizar pruebas a conectores de los sistemas de control.
- Operar el árbol con el SCM.



Fig. V. 10. Herramienta de instalación del SCM.

## TAPA INTERNA Y/O EXTERNA DEL ÁRBOL

- Realizar la instalación y desinstalación de la tapa externa en el árbol y verificar sellos.
- Confirmar el acceso del ROV a la tapa externa.
- Instalar y desinstalar la tapa interna del árbol y verificar sellos en árboles submarinos horizontales.
- Verificar conexiones de acero de la tapa interna del árbol.
- Verificar sellos después de la instalación de la tapa interna y/o externa del árbol.



## **CABEZAL DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

- Simular la instalación del árbol en el cabezal de la tubería de producción.
  - Realizar pruebas de instalación y/o desinstalación con la sarta correspondiente.
- Realizar pruebas de las conexiones del cabezal.
- Verificar el paso del penetrador eléctrico para el monitoreo de los sensores de fondo.
- Evaluar los sensores y revisar el registro obtenido en el cuarto de control.

## **RETENEDOR DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN**

- Verificar conexión y funcionamiento de la herramienta para la instalación del retenedor de la tubería de producción.
- Realizar el procedimiento de instalación, acoplamiento y desinstalación.
- Instalar el retenedor de la tubería de producción en el árbol.
- Conectar y ensamblar el retenedor de la tubería de producción.
- Realizar pruebas de las herramientas del retenedor de la tubería de producción con línea de acero.
- Realizar pruebas de apertura/cierre de los anillos.
- Realizar pruebas de apertura/cierre de los sellos con la herramienta del retenedor de la tubería de producción.
- Realizar pruebas de diámetro en el árbol con el retenedor de la tubería de producción instalado y verificar el paso de herramientas.
- Preparar las líneas de control hidráulico y eléctrico en el fondo del pozo y en el retenedor de la tubería de producción para verificar abrazaderas protectoras de las líneas de control.
- Verificar en un monitor las conexiones de la bola colgadora:
  - 7 conexiones hidráulicas (color negro).
  - 2 eléctricas (color amarillo).
- Verificar las conexiones de de sensores de fondo
- Realizar prueba hidrostática.

Una vez que se efectúan pruebas de apertura/cierre de los anillos y de los sellos. Se inicia el procedimiento de instalación y acoplamiento, considerando la presión de diseño, se puede desconectar parte de la herramienta de instalación del retenedor de la tubería de producción (THRT), y se inicia la maniobra de probar e instalar con una pequeña tubería de acero los protectores para el aislamiento del agujero.

## VÁLVULAS

- Realizar pruebas de apertura y cierre de todas las válvulas identificadas y señaladas gráficamente en el diagrama esquemático del árbol.
- Una vez conectado el modulo de control y la unidad eléctrica de pruebas [PETU].
- Realizar pruebas de apertura y cierre de válvulas con el ROV y proveer un registro de las fuerzas de torsión/rotación y número de vueltas de cada válvula.
- Realizar pruebas funcionales a todas las válvulas del árbol y verificar que operen, los tiempos requeridos para la apertura y cierre, y volúmenes requeridos para apertura de válvulas con el SCM.
- Verificar el funcionamiento de cada válvula con el SCM y mantener presión por al menos 5 min para descartar posibles fugas y documentar resultados.

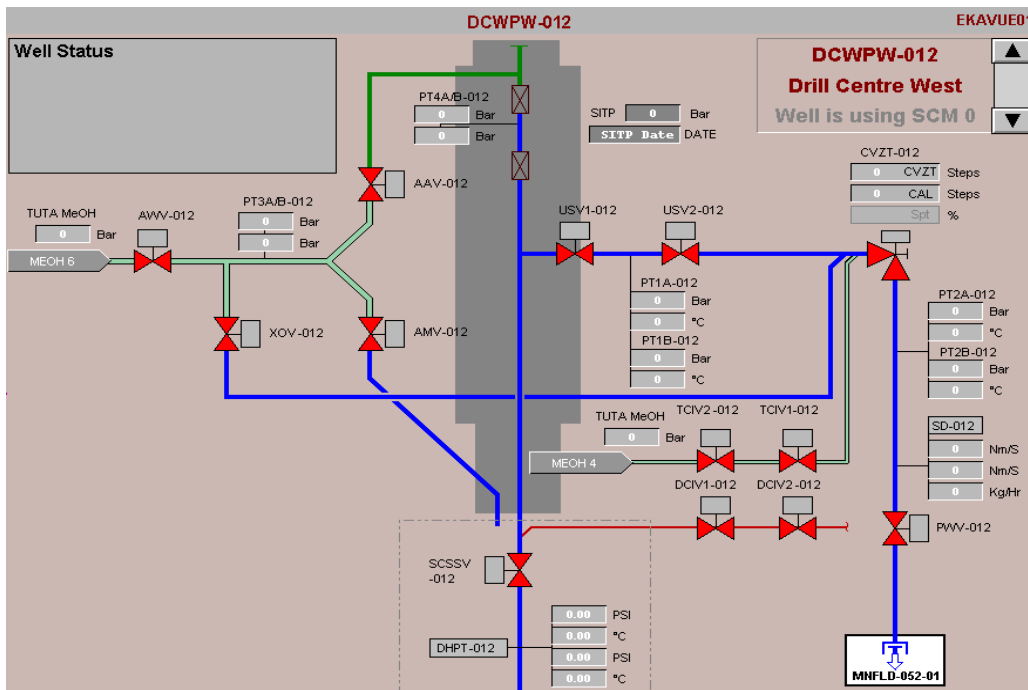


Fig. V. 11. Programa para Verificar la Operación y Funcionamiento de Válvulas y Sensores

Una vez conectados los cables de conexión eléctricos e hidráulicos, se realizan las pruebas de apertura y cierre de todas las válvulas, que dependiendo de la operación son de 5,000 psi, 10,000 psi o 15,000 psi, las cuales son identificadas y señaladas en la unidad de pruebas.

## ESTRANGULADOR

- Realizar pruebas de conexión de la instalación y desinstalación del estrangulador.
- Instalar y recuperar el estrangulador, con la herramienta del estrangulador.
- Verificar que todas las herramientas ajusten dentro de la estructura del árbol.
- Verificar la operación del estrangulador.
- Registrar resultados de los ciclos de prueba de presión de apertura y periodos de mantenimiento de presión.

Posterior a las pruebas de conexión e instalación del estrangulador y del modulo de control. Se realizan las pruebas del estrangulador, que consisten en abrir 10%, 20%, 30% hasta llegar al 90%, y de esta manera asegurar el correcto funcionamiento y poder realizar la desinstalación.

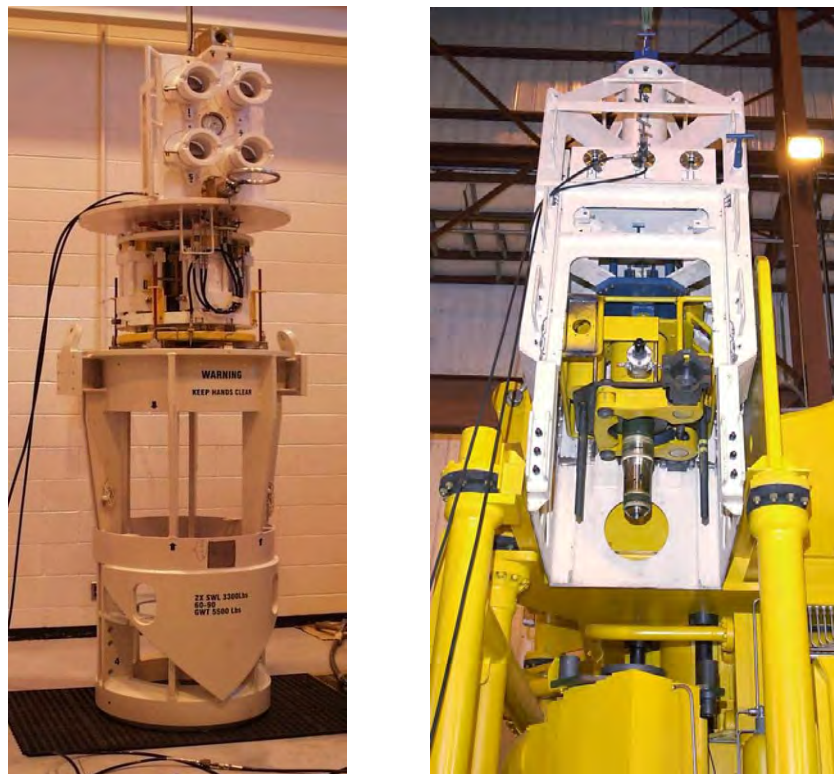


Fig. V. 12. Herramientas de instalación del estrangulador submarino (propiedad de Cameron).

## **PRUEBAS DE INSTALACIÓN**

A continuación se muestran unos puntos generales a considerar para la selección de las pruebas previas a la instalación del árbol:

- Verificar las conexiones, puntos de carga, y soporte de la superficie del árbol.
- Asegurarse que el mecanismo de izaje del árbol sea ensamblado apropiadamente.
- Realizar pruebas de izaje.
- Verificar los esfuerzos a la tensión de la estructura.
- Probar la capacidad de maniobra, para levantar e instalar el árbol.
- Verificar las habilidades para el manejo e instalación del árbol.

### **V.3. PRUEBAS DE INTEGRACIÓN DEL SISTEMA [SIT]**

Son pruebas de integración del sistema en las cuales consisten en poner en contacto (instalar y conectar) dos o más equipo submarinos adyacentes con las herramientas de instalación para confirmar que embonen físicamente y que operen correctamente con el fin de optimizar los procedimientos, reduciendo los tiempos de instalación y minimizando riesgos.

A lo largo de las pruebas SIT si debe practicar la instalación de los equipos y verificar su funcionamiento, así como el de sus interfases. Simultáneamente mientras se realizan las pruebas se puede ir familiarizando al personal de operación con el equipo de producción.

Debido a los elevados costos que implica realizar una prueba SIT, los operadores definen los equipos que se requieren probar y el número de pruebas por equipo. Es por ello que en ocasiones, para una prueba SIT de un manifold de 8 pozos, basta con el manifold y un árbol para realizar las prueba.

#### **V.3.1 PLANEACIÓN DE LAS PRUEBAS**

Las pruebas SIT, las solicita el operador a los fabricantes, por lo tanto ambos elaboran un programa de objetivos, actividades y alcances donde especifican el número de pruebas, equipos y herramientas.

Para el desarrollo de las pruebas SIT, a diferencia de las FAT o EFAT se requieren considerar a todas compañías involucradas en el proyecto, por lo tanto el programa de pruebas será más extenso y se tendrá un mayor número de personal involucrado, de modo que la planeación y organización es un factor indispensable que se debe realizar desde la selección y especificación del equipo.

El programa de pruebas puede ser realizado en paralelo con la fabricación y ensamble de la mayoría de los componentes de los equipos.

Referente al personal, se requiere de un ingeniero como coordinador y responsable de la administración y dirección de las pruebas SIT. El cual debe determinar los alcances de las pruebas, la organización de los horarios y agendas, el mantenimiento de los equipos, compras de materiales requeridos en las pruebas, la coordinación entre contratistas directos y subcontratistas con el resto del proyecto. Este ingeniero debe estar involucrado en el proyecto al menos un año antes de realizar las pruebas.

De igual manera se deben tener líderes de proyecto, encargados de dar soporte y supervisión a las pruebas individuales: los cuales son responsables de todos los aspectos durante la planeación y ejecución de las pruebas, por lo general deben trabajar en lados opuestos del proyecto con el fin de abarcar un mayor número de pruebas de manera simultánea.

Finalmente los ingenieros de proyecto (operadores) son responsables de la revisión final de los procedimientos y de verificar que cumplan con los requerimientos estipulados antes de que los equipos salgan de la fábrica.

Desde un punto de vista de planeación para simular la instalación y operación de los equipos y sus interfases se requiere considerar varios factores como se puede mostrar a continuación:

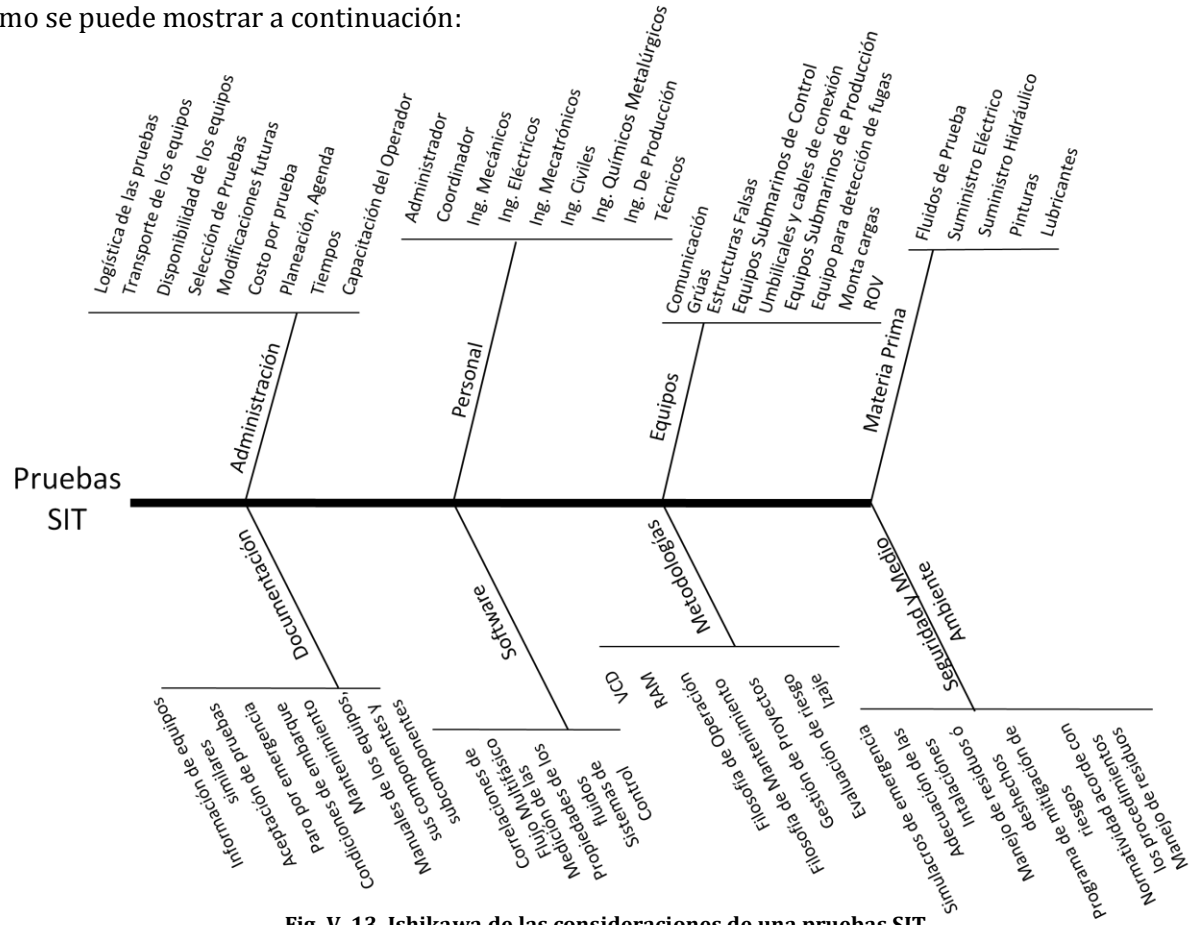


Fig. V. 13. Ishikawa de las consideraciones de una pruebas SIT.

El fabricante es responsable de los equipos y del suministro o renta de los consumibles requeridos (fluido hidráulico, agua, grasas, juntas, pintura, etc.), equipo de izaje (grúas), servicios locales (agua, aire, potencia eléctrica), e instalaciones y oficinas para los clientes o terceros.

Por lo general se realizan diagramas de flujo a partir de los cuales se seleccionan las interfases a evaluar y probar; en la siguiente figura se muestra el diagrama de una plantilla submarina con siete árboles, donde se pueden apreciar las interfases a evaluar durante las pruebas, una vez establecido el diagrama, se desarrolla una metodología basada en un sistema de matrices para seleccionar y especificar las pruebas a realizar.

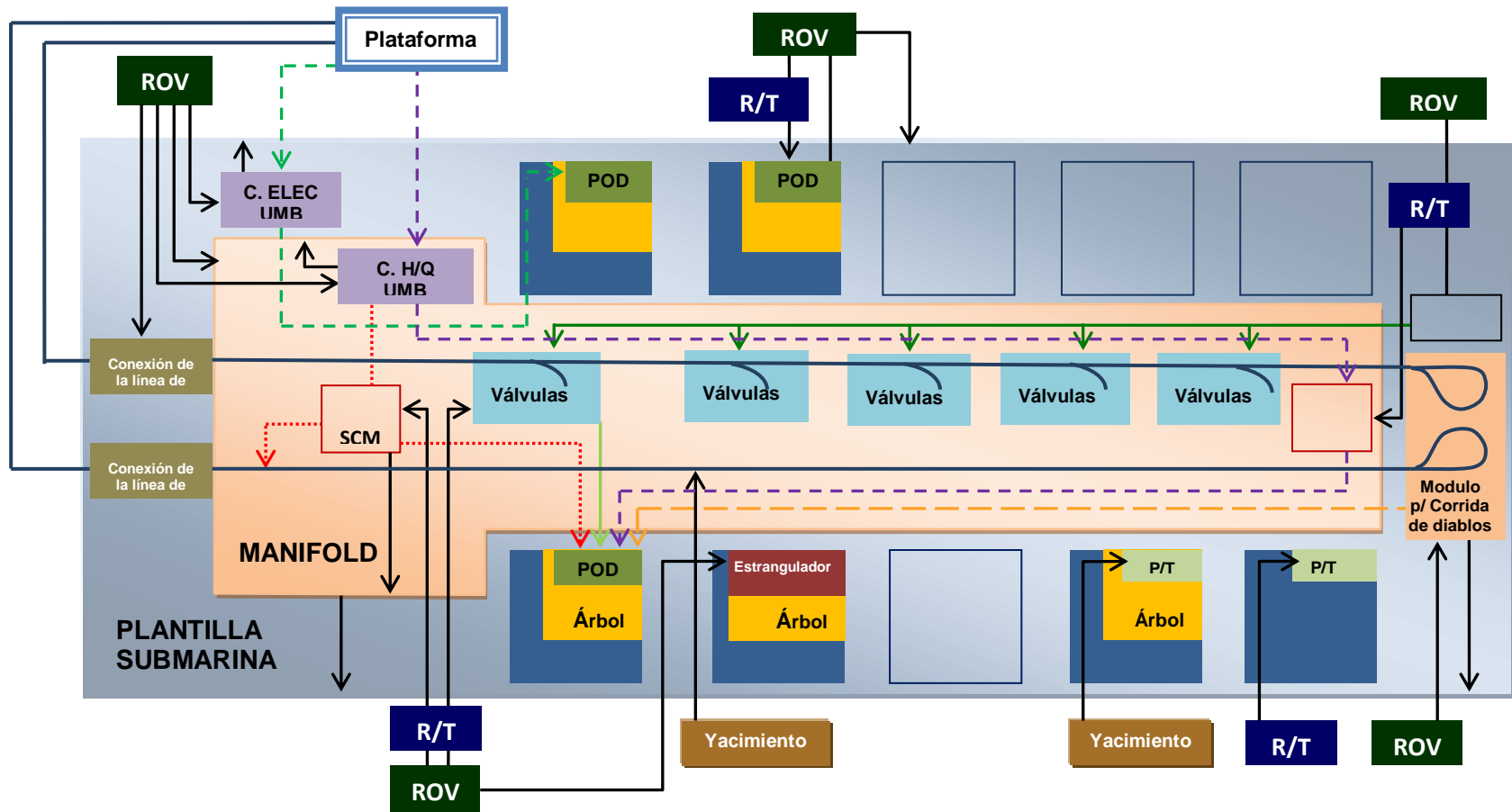


Fig. V. 14. Interfases de una plantilla submarina, manifold y árbol submarino.

### **V.3.2. REQUERIMIENTOS Y PROCEDIMIENTOS DE LAS PRUEBAS**

De acuerdo a la ISO 10423 las pruebas SIT de un sistema de producción submarino deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Documentación integrada y final de las pruebas de funcionalidad de los componentes, subsistemas e interfases de control eléctricas e hidráulicas.
- Documentar todas las guías de las pruebas ensamble de todas las interfases entre componentes y módulos.
- Simular la instalación, intervención y producción para verificar y optimizar procedimientos y especificaciones.
- Operar bajo condiciones específicas, incluyendo condiciones de tolerancia extremas para revelar cualquier deficiencia en el sistema y bajo condiciones relevantes para obtener datos del sistema, como pueden ser tiempos de respuesta y acciones de apagado.
- Verificar que el equipo puede ser ensamblado de acuerdo a lo planeado (en condiciones mojadas de ser necesario) y ejecute satisfactoriamente sus funciones como un sistema integrado.
- Emplear los fluidos y lubricantes adecuados, posteriormente limpiar, y empacar de acuerdo a lo especificado.
- Realizar una inspección final para verificar que todos los documentos sean correctos.

El Anexo C de la ISO 13628-1 establece ciertos procedimientos para la realización de las pruebas integrales del sistema, entre ellos los siguientes:

- El entrenamiento del personal incluyendo la familiarización con el equipo y los procedimientos, es un factor importante durante las actividades de las pruebas de integración. Este aspecto es particularmente importante para promover capacitación, seguridad y eficiencia durante las actividades de instalación y operación.
- Se debe desarrollar un programa de las actividades de las pruebas de integración antes de iniciar las pruebas. La logística del equipamiento debe ser parte del itinerario. Los manuales de operación y mantenimiento deben ser usados como guías para establecer los procedimientos de pruebas. Los procedimientos de pruebas deben ser firmados paso a paso durante cada prueba de operación.
- Se debe llevar un registro diario para cada actividad de prueba. Las fallas de las pruebas deben ser descritas brevemente y solucionados.



- Se debe desarrollar un sistema para el manejo de fallas en las pruebas, incluyendo procedimientos para rectificar los errores. El operador debe organizar juntas frecuentes de las etapas de pruebas con la compañía supervisora y operadora durante la fase de pruebas de integración.
- El personal de la compañía operadora debe tener acceso a todas las instalaciones durante la realización de las pruebas. La compañía operadora debe monitorear, vigilar o dar seguimiento todas las pruebas y debe tener acceso libre a los resultados de las mismas.
- Los procedimientos de las pruebas de integración deben ser revisados y acordados por la compañía antes de iniciar las pruebas de integración. En cada prueba deben ser incluidos los criterios de aceptación y procedimientos definidos.
- Es recomendable tomar video y fotografías que pueden ser de valor considerable para un futuro diagnóstico de trabajo.
- Para tener un mayor control de las pruebas, esta se puede dividir de la siguiente manera: la inspección de recibido y las pruebas en tierra.

### **V.3.3. ETAPAS DE LAS PRUEBAS**

Ya que los equipos submarinos son manufacturados por diversas compañías, la ISO 13628-1<sup>2</sup>, recomienda que es importante separar las pruebas en dos partes: las inspección de recibido, donde primordialmente se verifica que el subcontratista entregue el equipo en condiciones óptimas y no haya sido afectado durante el traslado, una vez concluida la inspección se realizan las pruebas en tierra.

#### **INSPECCIÓN DE RECEPCIÓN EN EL SITIO**

El propósito de esta etapa es verificar que el subsistema no esté dañado y trabaje satisfactoriamente después de su transporte. La intención no es repetir un programa de pruebas FAT en el chequeo de recibido.

La inspección de recibido programa de pruebas debe incluir los procedimientos de las pruebas y los procedimientos de manejo del equipo. Además de identificar instalaciones, equipos adicionales, materiales y otros artículos requeridos para la inspección en sitio.

La prueba de inspección debe incluir:

- Desempaque, ensamble y chequeo del equipo y sistemas.
- Checar limpieza en las líneas de fluidos hidráulicos.

- Probar todas las funciones mecánicas. Para los módulos de control y todos los comandos aplicables deben ser enviados desde una computadora de pruebas, donde las respuestas y acciones deben ser verificadas.
- La prueba es aplicable para todo el equipo, incluyendo equipo rentado, que llegue al sitio de las pruebas de integración.

Las operaciones de levantamiento y soportes de cargas deben supervisadas por la compañía operadora para verificar que el equipo no sea dañado accidentalmente durante el transporte.

## **PRUEBAS EN TIERRA**

Las pruebas en tierra a su vez se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Pruebas de subsistema
- Pruebas de sistema
- Pruebas de inter-conectividad

### **Pruebas de Subsistema**

El propósito de las pruebas de subsistema es dividir el total del sistema de producción submarino en subsistemas que pueden ser probados simultáneamente. La subdivisión incluso facilita el ubicar fallas en los subsistemas.

Las pruebas de subsistema deben ser empleadas para exponer situaciones relevantes anormales del equipo que pueden ocurrir durante la operación, como un bajo suministro de presión hidráulico, o bajo suministro de voltaje, etc., El propósito es revelar los límites de trabajo del sistema.

Las pruebas de subsistemas pueden dividen en las siguientes actividades:

- Prueba del árbol usando un “Sistema de Control de Producción” (PCS). Cuyo propósito es verificar la operabilidad del PCS y del árbol como un sistema integrado. El árbol debe ser instalado en una estructura de pruebas capaz de representar ambas presurizaciones tanto anulares como del agujero de producción.
- Prueba del árbol con herramientas de instalación (LRP/XTRT) y mediante el sistema de control para reparación y/o intervenciones;
- La tubería recuperable en superficie que controle la conexión de la válvula de seguridad y la conexión del monitoreo de los sensores de fondo si aplica. Se pueden realizar pruebas de control de producción y con la “Unidad de Potencia Hidráulica”.

- Prueba de un sistema de control de producción. El propósito de esta prueba es verificar las interfases para la planta de control en plataforma, los datos de adquisición del sistema, el apagado del sistema y la capacidad del sistema para controlar y monitorear todos los pozos futuros. Se deben utilizar una combinación de simuladores y módulos de control.
- Prueba del árbol El propósito las pruebas del sistema de intervención, verificando el funcionamiento de los diferentes elementos de los sistemas de intervención incluyendo al ROV.

### **Pruebas del sistema**

El propósito de estas pruebas es simular en superficie todas las operaciones que se realizaran costa afuera y verificar la operación de todos los equipos/sistemas relacionados con las instalaciones permanentes en el lecho marino. De deben considerar todas las áreas de mantenimiento posibles.

Las siguientes pruebas deben llevarse a cabo:

- Instalación y desinstalación del retenedor de la tubería de producción.
- Instalación y desinstalación del árbol, con combinaciones de herramientas en las interfases (tapa del árbol, herramientas de instalación).
- Verificar las conexiones para la operación integral de los equipos árbol-manifold.
- Realizar pruebas funcionales del árbol usando los sistemas de intervención y reparación.
- Instalación y desinstalación de los módulos de control, estrangulador y válvulas.
- Conexiones del umbilical y líneas de flujo.
- Verificar corridas de diablo en manifold después de la instalación.
- Pruebas funcionales del árbol con el “Sistema de Control de Producción” (PCS).
- Pruebas de intervención.
- Verificar las estructuras.

El propósito de las pruebas de intervención es verificar las interfases y las funciones de los sistemas del ROT, ROV y herramientas, por lo cual también se requiere hacer pruebas funcionales y de accionamiento manual en todas las conexiones.

Las estructuras para montar el equipo diseñadas especialmente para realizar las pruebas deben ser acordes con las estructuras reales.

## **Pruebas de Inter-conectividad**

Estas pruebas se realizan para verificar la inter-conectividad entre equipos, por ejemplo: para un árbol y una plantilla submarina, se puede usar una plantilla de prueba especial para simular la cavidad en de la platilla submarina donde será instalado el árbol (well slot). Las pruebas son aplicables a todos los sistemas: árbol, módulos de control, sistema del manifold u otro equipamiento si es aplicable.

### **V.3.4. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS SIT POR EQUIPO**

Para un análisis más detallado de las pruebas se clasificaron por equipo independientemente de que deban ser realizadas en paralelo para optimizar tiempo y por cuestiones prácticas de acuerdo a la logística para la instalación, es importante resaltar que difícilmente se pueden realizar todas las pruebas establecidas a continuación ya que eso dependerá de la arquitectura submarina, la disponibilidad de los equipos, el costo y tiempo.

Para cada equipo e interfase se tienen ciertas pruebas que se deben realizar la selección y el procedimiento de la prueba puede variar dependiendo del equipo sin embargo a continuación se muestran algunos puntos para los cuales se mencionan algunas de la pruebas que se pueden realizar durante las pruebas integrales en sitio.

Una prueba SIT exclusiva del árbol submarino tiene como alcance verificar todo lo referente al árbol (SCM, válvulas, estrangulador, transmisores, tapa del árbol, colgador de la tubería de producción, etc.) más el procedimiento de instalación y las conexiones con el jumper. Sin embargo si el operador lo desea, la prueba puede extenderse hasta los equipos secundarios como pueden ser manifold, PLEM, y/o unidades de control submarinos; las cuales serán descritas brevemente. (Ver fig. V.15)

La figura V.15 muestra los componentes, equipos y sistemas involucrados en una prueba SIT, la cual varía dependiendo del alcance establecido para la prueba. El suministro eléctrico e hidráulico puede ser proporcionado por un “Sistema de Intervención/Instalación o reparación de pozos” o mediante equipos submarinos de control.

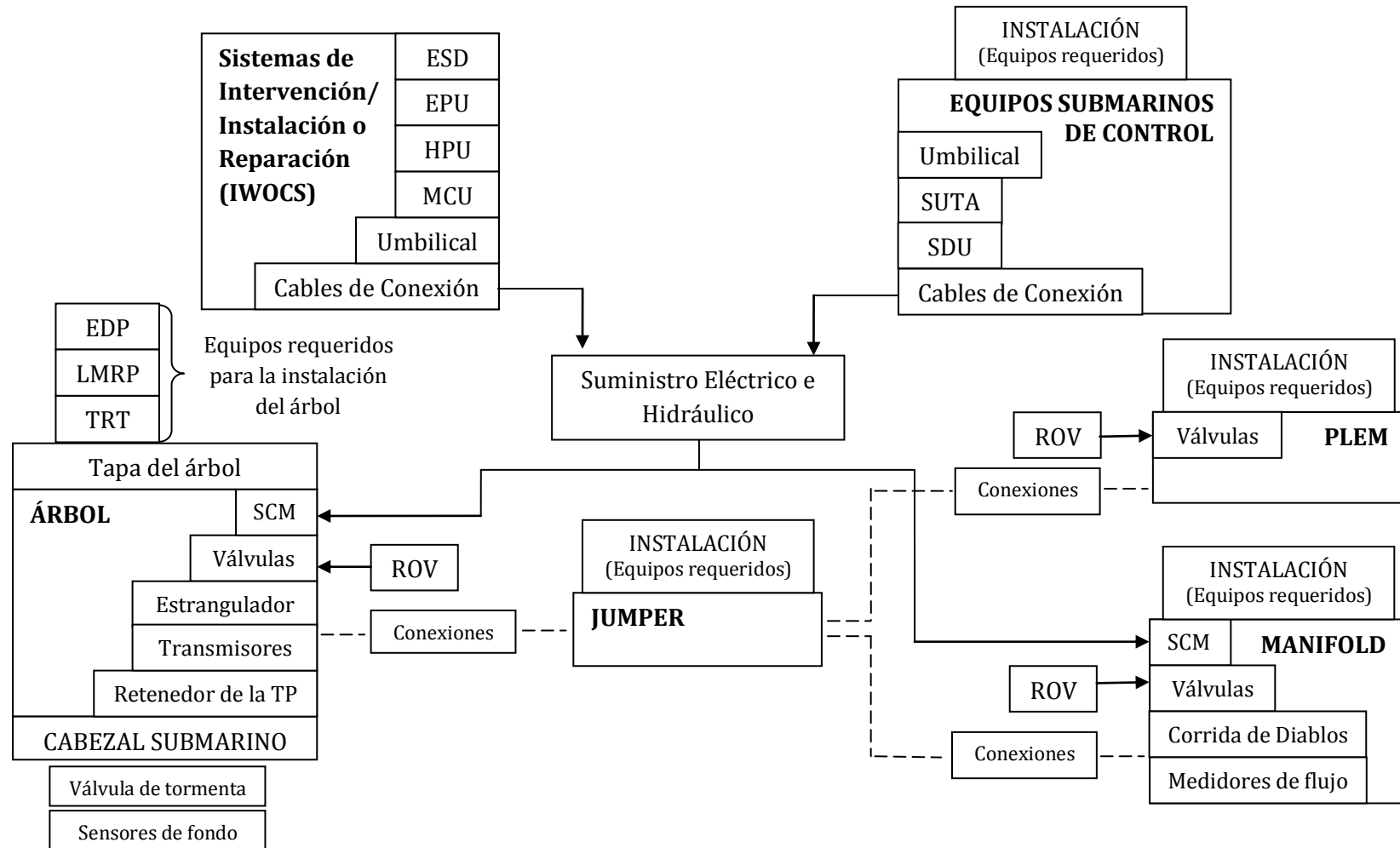


Fig. V. 15. Interfases de una plantilla submarina, manifold y árbol submarino.

## **PRUEBAS SIT DEL ÁRBOL**

Pruebas generales y de instalación:

- Realizar pruebas de instalación y/o desinstalación con la sarta correspondiente.
- Recuperar y reinstalar módulo de control con la herramienta correspondiente.
- Instalación del árbol sobre el cabezal.
- Realizar pruebas de presión en las líneas de control, de suministro, generales y de venteo.
- Realizar pruebas de presión hidrostática y de gas.
- Purgas de los acumuladores.
- Realizar pruebas de izaje del árbol y ángulo de levantamiento.
- Pruebas de la herramienta del BOP sobre el árbol, para asegurarse que conecta apropiadamente en el árbol y no interfiere con el tope de la bola colgadora.
- Instalar y retirar BOP en árboles horizontales.

Pruebas de interfases:

- Realizar las conexiones de los cables de conexión eléctricos e hidráulicos provenientes de SDU al árbol submarino.
- Verificar conectividad, sello y ensamble de las conexiones.
- Verificar la continuidad del fluido eléctrico e hidráulico hacia otros equipos operados por el modulo de control del árbol.
- Verificar la operación de los componentes del árbol (válvulas y estrangulador).

Pruebas del ROV:

- Verificar el ensamble entre interfases, ROT y boquetes del equipo.
- Proveer una ruta de simulacro del ROV, desde la instalación y conexión de los equipos.
- Proveer un registro de las fuerzas de torsión y rotación de cada válvula y otras funciones específicas.
- Verificar todos los indicadores visualmente.
- Instalar y desinstalar la tapa del árbol con el ROV.
- Instalar y remover con el ROV la tapa de la conexión de producción (hub) del árbol.

- Instalar las tapas de presión con el ROV sobre los conductos de las líneas de flujo.
- Remover la tapa externa e interna del árbol con el ROV y retornarlo en la posición de estacionamiento sobre el árbol. (En árboles horizontales).
- Realizar con el ROV un viaje de la ruta crítica para verificar el acceso a todo el equipo instalado.

#### Pruebas de válvulas y estrangulador:

- Verificar la operación y tiempos de respuestas en válvulas y estrangulador operados por la Unidad Maestra de Control (MCS) y el ROV.
- Instalar y recuperar el estrangulador, con la herramienta correspondiente.
- Realizar pruebas de funcionamiento del estrangulador.
- Verificar apropiadamente la operación del indicador de posición del estrangulador.
- Verificar sello y apertura de válvulas a condiciones de flujo.

#### Pruebas del retenedor de la tubería de producción:

- Preparar las líneas de control de hidráulico y eléctrico simulando su ubicación en el fondo del pozo.
- Verificar las abrazaderas y sellos protectores en el retenedor de la tubería de producción.
- Probar las herramientas de instalación del retenedor de la tubería de producción:
  - Realizar la instalación y desinstalación con la herramienta correspondiente.
  - Realizar pruebas de funcionamiento (apertura/cierre/ensamble) del la herramienta de instalación del retenedor de la tubería de producción.
- Realizar las conexiones necesarias del retenedor de la tubería de producción y los sensores de fondo.
- Realizar pruebas de continuidad del conductor eléctrico de la línea del sensor de monitoreo (DHPT).
- Monitorear las líneas de los sensores.
- Realizar prueba del diámetro para el paso de herramientas a través del árbol y el retenedor de la tubería de producción.

## Pruebas del árbol con IWOCS:

- Revisión de las conexiones hidráulicas enviadas desde el IWOCS:
  - Realizar y verificar el funcionamiento de las conexiones a la Unidad de Potencia Hidráulica (HPU).
  - Realizar y verificar conexiones del Umbilical al SDU.
  - Verificar presiones del fluido hidráulico en las líneas de flujo
  - Realizar y verificar las conexiones del cable de conexión hidráulico al árbol.
- Revisión de las conexiones eléctricas del sistema de control al árbol
  - Realizar y verificar las conexiones provenientes del umbilical eléctrico.
  - Conectar los cables de conexión eléctricos de las unidades de pruebas eléctricas al árbol.
- Operar de la válvula maestra desde IWOCS.
- Realizar pruebas de continuidad eléctricas con el sensor de fondo (DHPT).
- Verificar la operación de los sensores de fondo (DHPT) y del árbol con los sistemas de control.

## **JUMPER**

### Instalación/ Desinstalación

- Instalar el KIT de conexión del Jumper-pozo de acuerdo al diseño de las longitudes de instalación, considerando el alineamiento preciso.
- Verificar todos los escenarios de la arquitectura submarina, ángulos, espaciamiento entre árboles, equipos submarinos, y jumpers de longitud corta y larga.
- Instalar los conectores de los jumpers a las líneas de flujo o estructuras falsas donde serán probados.
- Confirmar la capacidad de maniobra y puntos de izaje para levantar e instalar todos los tipos de Jumper.
- Verificar el acceso del ROV a Jumpers y conectores, para remover tapones durante la instalación.
- Instalar el Jumper del pozo y ensamblarlo del árbol al manifold/PLEM usando una guía para evitar golpes. (Ver Fig. V.16)
-



- Confirmar el acceso para la instalación y recuperación de la producción por corrida de diablos y al final
- Remover los jumpers.

### Interfases

- Verificar las interfases:
  - Jumper del pozo – manifold.
  - Jumper del pozo – PLEM.
  - Cables de conexión de árbol, manifold o PLEM al jumper
- Verificar las interfases de los conectores de todos lo tipo de jumpers
- Realizar pruebas hidrostáticas.
- Verificar ensamble de medidores multifásicos u otros dispositivos.
- Realizar pruebas de conexión.



**Fig. V. 16. Instalación de un jumper flexible.**

Cabe mencionar que por lo general la compañía encargada de planear las pruebas es responsable de los Jumpers, tapas, conectores de líneas de flujo, el equipo de pruebas y herramientas necesarias.

## INTERFASES: JUMPER - MANIFOLD, JUMPER - PLEM

- Simular la extracción y/o protección de las tapones de agujero (hub) de los puntos de conexión de los equipos con ROV.
- Instalar conectores del manifold o el PLEM.
- Realizar el procedimiento para la instalación del Jumper.
- Embonar las conexiones del jumper con el manifold o el PLEM. (Ver Fig. V.)
- Realiza y verificar presión fuerza y/o torque para realizar las conexiones.
- Realizar pruebas de operación con fluido hidráulico y evaluar sellos entre conexiones.
- Remover los Jumper.

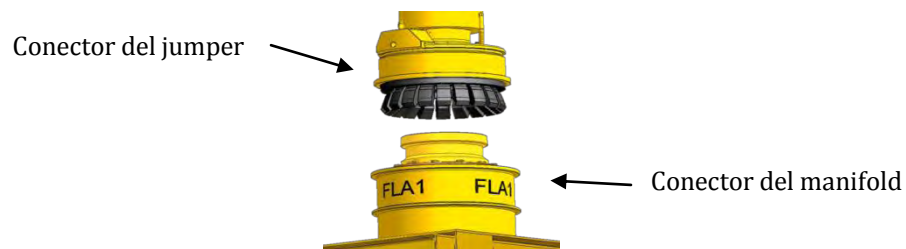


Fig. V. 17. Conexión Jumper manifold.

## MANIFOLD

En la prueba SIT de árbol no es necesario que el manifold esté presente, sin embargo si se tiene disponible este u otro equipo submarino de producción, estos se pueden probar de manera simultánea.



Fig. V. 18. Prueba SIT de un manifold y un árbol.

### Instalación:

- Confirmar los pesos, para el hizaje y manejo e instalación del manifold y sus cimentaciones.
- Instalar el Manifold, y los equipos de control, conforme a la arquitectura submarina.
- Simular pilotes de succión para la cimentación.
- Verificar las distancias de alineación, para conexiones y acceso a equipos

### Pruebas del ROV

- Verificar apertura y cierre de válvulas con el ROV.
- Confirmar el acceso del ROV al Manifold para el desarrollo de las actividades relacionadas a la instalación e inspección.
- Simular la remoción de la tapa protectora de los hubs de las líneas de flujo en el manifold con el ROV.

### Pruebas de conexiones

- Conectar los cables de conexión al Sistema de Control de Producción.
- Conectar los cables de conexión hidráulicos desde el árbol al manifold.
- Verificar conectores de los sistemas de control y cables de conexión.
- Confirmar las interfaces entre el manifold y los contratistas de instalación de suministro de amarres y amplitud de la barra.

### Operación con el módulo de control

- Instalar la SUTA con distancias de alineación establecidas.
- Operar el Manifold con el Sistema de Control.
- Operar las válvulas del manifold con el sistema de control.
- Operar el árbol y manifold con su Sistema de control respectivo.
- Verificar el funcionamiento apropiado de todos los manifolds y válvulas e instrumentación para confirmar la continuidad del circuito de control y tiempos de respuesta.

## Corrida de diablos

- Instalar el equipo de lanzamiento/recibo del diablo frente al manifold.
- Desinstalar los jumpers de las líneas de flujo.
- Ensamblar el manifold de producción con el equipo de corrida de diablos
- Confirmar la habilidad de operación del diablo en el manifold.
- Realizar la “corrida de diablos”.
- Llevar a cabo el barrido y sensor la corrida del diablo.
- Remover los jumpers para lanzamiento/recibo del diablo en manifold de producción y/o inyección.
- Instalar los jumpers de las líneas de flujo,
- Revisar la trayectoria de operación del diablo dentro y alrededor del manifold.

## **PLEM**

### Instalación

- Instalar PLEMs, UTAs (Ensamble de Terminación Umbilical), acorde a los parámetros de la arquitectura submarina
- Confirmar la capacidad de izaje y habilidades o capacidades de manejo del PLEM
- Confirmar el procedimiento de instalación de los PLEMs.
- Instalar el PLEM con la distancia de alineación correspondiente.
- Simular la remoción de las tapas protectoras de los hubs de las líneas de flujo de PLEMs con ROV.
- Realizar pruebas de flujo.
- Desinstalar el PLEM.

### Conexiones

- Conexiones de los Sistemas de control y flyings leads
- Confirmar el acceso del ROV al PLEM en todas las actividades relacionadas a la instalación e inspección.

## Pruebas de operación

- Realizar pruebas hidrostáticas y de inyección de gas en Árbol-Jumper-PLEM.
- Verificar operación y tiempos de respuesta con los Sistemas de control de Producción con fluido hidráulico y/o eléctrico.
- Evaluar fugas.

## UNIDAD DE DISTRIBUCIÓN SUBMARINA

También conocida por sus siglas en inglés como SDU, por sus siglas en inglés (Subsea Distribution Unit). Las pruebas consisten en probar soldaduras y procedimientos de ensamble simulando la dificultad del manejo y las conexiones de los umbilicales entre la “Unidad de Terminación Umbilical Submarina” (SUTA) y el mecanismo de instalación en la base del equipo.



**Fig. V. 19. Prueba en Sitio de una Unidad Hidráulica de Distribución y Conexiones del Umbilical y Cables de Conexión.**

- Realizar las conexiones del umbilical de prueba del mecanismo de instalación en la base del equipo a la SUTA.
- Instalar los mecanismos de carga y levantamiento para la SDU.
- Levantar con dos grúas la SDU y realizar la simulación de carga.
- Remover el mecanismo de carga de la SDU con el ROV.
- Ensamblar el SUTA con la placa base.
- Instalar los cables de conexión hidráulicos, químicos, eléctricos y ópticos con la SDU.
- Remover y reinsertar los módulos de filtración de químicos.

- Instalar y remover el cable hidráulico entre SDU y el mecanismo de instalación en la base del equipo.
- Instalar el cable hidráulico en los slots adyacentes en la SDU y repetir la instalación en los demás slots.
- Conectar el dispositivo para la remediación de hidratos.
- Realizar pruebas de operación y funcionamiento de todos los componentes conectados, simulando acciones enviadas desde superficie.
- Realizar pruebas de operación y funcionamiento de las válvulas con el fluido hidráulico y el módulo de control.

### **ENSAMBLE SUBMARINO DE TERMINACIÓN DEL UMBILICAL**

El “Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical” también conocida como SUTA por su nombre en inglés (Main Subsea Umbilical Termination), requiere que se le apliquen las siguientes pruebas:

- Instalar la placa base y estructura de guía en la locación de prueba.
- Instalar el equipo para carga del SUTA y el aparejo de instalación.
- Realizar pruebas de carga, levantar y rotar el equipo (SUTA) 90 grados.
- Instalar el equipo (SUTA) sobre la placa base.
- Realizar las conexiones del umbilical de prueba al equipo con el ROV.
- Separar el mecanismo de carga mediante el ROV.
- Instalar los cables de conexión hidráulicos (químicos, metanol) y eléctricos con el ROV
- Realizar pruebas de presión hidráulica en las líneas de químicos.
- Remover y reinsertar el modulo de filtros mediante el ROV
- Remover el equipo de la placa base.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **CONCLUSIONES**

Como resultado final, se generó un documento técnico y confiable de consulta para el área de ingeniería petrolera, que describe los tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino de producción que resaltando la importancia de las pruebas EFAT y SIT así como de los lineamientos de validación durante las pruebas FAT.

En la industria costa afuera y en especial en aguas profundas, los costos y tiempos de operación, intervención y reparación de pozos son demasiado altos, todas las fallas que presenten los equipos submarinos una vez instalados en el lecho marino van a generar un impacto económico no previsto, por lo tanto es necesario planear las pruebas EFAT y SIT para evitar complicaciones. Es importante conocer las pruebas (FAT, EFAT y SIT) y sus procedimientos, para poder establecer alcances y objetivos para la planeación y validación de las pruebas.

La aplicación de la metodología VCD aplicada a las etapas del desarrollo de un campo, fue empleada para ubicar en qué momento se emplean las consideraciones y los requerimientos de diseño, y en qué momento se realizan las pruebas FAT, EFAT y SIT a los equipos submarinos. A su vez, se puede apreciar lo indispensable que es la planeación de la explotación del campo, desde las primeras etapas de desarrollo, hasta el abandono, ya que en estas etapas se define el arreglo de pozos, la arquitectura submarina, selección de los sistemas, manufactura, pruebas, transporte, instalación operación y mantenimiento de los equipos que serán instalados en el lecho marino.

Para comprender el procedimiento de las pruebas EFAT y SIT, en el capítulo II fue necesario describir de forma genérica cada uno de los sistemas submarinos de producción que forman parte de las arquitecturas submarinas, ya que la mayoría de estos pueden o no ser empleados durante las pruebas EFAT (componentes) y SIT (equipos) dependiendo del tipo de arquitectura. De todos los sistemas se destacó árbol submarino, dado que es el primer sistema que entra en contacto con el fluido, al tiempo que controla, monitorea y regula la producción, además de ser el equipo que tiene un mayor número de componentes. Es por ello que se consideró al árbol submarino como el equipo de mayor importancia, en el cual se centró este trabajo.

Para lograr la producción de hidrocarburos en aguas profundas, se requiere de un sistema submarino de producción; compuesto por terminaciones inteligentes, cabezales y arboles submarinos, jumpers, manifolds, PLEM's, PLET's, FLET's, equipos de control submarinos (SUTA, SDU, módulos de control, umbilicales y cables de conexión), superficiales (MCU, HPU, EPU, CIU y TUTA) y de procesamiento (bombas, separadores y compresoras).

Durante la selección de un equipo submarino de producción se debe considerar los criterios de diseño que incluyen datos; ambientales, del fluido, yacimiento, de la terminación, operación, procesamiento, instalaciones en superficie, seguridad, riesgos, consideraciones del desarrollo del campo, definición de sistema, operaciones simultáneas, medio ambiente, diseño de cargas, diseño de sistemas, ingeniería de sistemas, diseño general y definición de barreras. Por otra las condiciones de operación principales solicitadas por el fabricante para el diseño del equipo son: las presiones de trabajo, el tipo de material de acuerdo a la temperatura de trabajo y al contenido de amargos, así como los niveles de especificación del producto (PSL) y requerimientos de diseño (PR).

Las pruebas FAT son realizadas en fábrica a nivel componente y unidad, con la intención de garantizar su funcionamiento según las condiciones de operación; las EFAT son adicionales a las realizadas en fábrica, solicitadas por el operador, del equipo y sus componentes, se realizan con suministro eléctrico, hidráulico, herramientas de instalación y reparación; las SIT se hacen en los patios de las fábricas con la intención de verificar el ensamble entre dos o más equipos submarinos y los procedimientos de instalación.

En el caso del árbol submarino, las pruebas FAT son pruebas de materiales, ajuste, hidrostáticas, hidrostáticas de gas, cíclicas, de diámetro y de funcionalidad específica para cada componente e hiperbáricas. Las EFAT son pruebas realizadas para verificar: ajuste entre partes y conexiones (eléctricas e hidráulicas), la operación del árbol y sus los componentes principales (sensores válvulas, estrangulador, tapa del árbol y retenedor de la tubería de producción) y la instalación/desinstalación de componentes recuperables con las herramientas correspondientes. Por último, las pruebas SIT abarcan el espectro de las pruebas EFAT, más los procedimientos de instalación, ensamble y sello entre el árbol y el jumper, más las del equipo adicional que se desee probar.



## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda incrementar los estudios que contribuyan a adquirir el conocimiento y la aplicación tecnológica submarina para establecer una normatividad nacional, que considere lo establecido por la ISO 10423, 13628-1 y 13628-4, que reconozca y valide las pruebas requeridas en los equipos submarinos para las condiciones que prevalecen en México.

Es recomendable consultar las consideraciones de diseño que pueden servir como una guía de recomendaciones generales y alternativas que se ajusten con los requerimientos del campo durante el desarrollo de un sistema de producción submarino; para facilitar y complementar procesos de definición, selección, instalación, planeación y toma de decisiones.

De las pruebas FAT, es recomendable verificar que se cumpla el número de ciclos a las presiones de trabajo y temperaturas establecidas, además de verificar sellos, soldaduras y resistencia del material, además de identificar y solucionar las fallas posibles durante su manufactura y ensamble. De las EFAT, es importante realizar una selección adecuada de las interfases y herramientas adicionales que se deseen evaluar. De las SIT, es necesaria una capacitación efectiva, pues puede alargar la vida productiva de los equipos. Se recomienda elaborar una metodología para la realización de las pruebas EFAT y SIT, considerando diferentes arquitecturas submarinas y efectuar un análisis de confiabilidad derivado de los resultados obtenidos de las pruebas según la API 17-N, estableciendo parámetros de tiempo de falla o un periodo esperado para el mantenimiento.

Con la finalidad de alargar la vida útil del equipo es recomendable establecer una filosofía de inspección y mantenimiento para llevarla a cabo con la finalidad de obtener un mejor rendimiento del equipo.

Desde un punto de vista académico, para contribuir al perfil del egresado de la carrera de ingeniería petrolera de la facultad de ingeniería, se recomienda incursionar materias relacionadas con el transporte de hidrocarburos en aguas profundas, para así poder complementar la formación académica del alumno con un panorama general de los equipos submarinos de producción.

# BIBLIOGRAFÍA

1. ISO 10423:2009 (Modified), *Wellhead and christmas tree equipment*. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment.—Drilling and production equipment—Petroleum and natural gas industries. Washington D.C. 2010.
2. ISO 13628-1:2005, (Identical) *Design and operation of subsea production systems—Part 1: General requirements and recommendations* —Petroleum and natural gas industries. Washington D.C. 2006.
3. ISO 13628-4 (Identical), *Subsea Wellhead and Tree Equipment* —Design and Operation of Subsea Production Systems. Washington D.C. 2011.
4. STUART G. Nelson, Total Fina Elf SA; Hal C. Wells, Roller Bay International, Inc.; George Huntoon, BP Exploration & Production Inc (2003). *Canyon Express - Qualifying for the Deepest Development*. Offshore Technology Conference. Houston, Texas.
5. NELSON, Ron, SPE, Kerr-McGee and Berger, Ron, Brown & Root, and Tyer Clay, Cameron (1996). Pompano Subsea Development - Testing Program. Offshore Technology Conference. Houston, Texas.
6. MAMMAN Saidu, Westhill Aberdeen. Jesse A. Andrawus and Ibiyle Iyalla, (2009). *“Improving the reliability of subsea valves.”* SPE, the Robert Gordon University, SCO 13781, Schoolhill Aberdeen,UK.
7. GONZÁLEZ MORENO, Ana Bertha. (2009). *Procedimiento de las pruebas FAT, EFAT y SIT a los equipos submarinos*. Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas. Instituto Mexicano del Petróleo. México, D.F.
8. REYES SERRATO, Juan. (2010). *Ingeniería conceptual de la aplicación de los sistemas submarinos de producción*. Directora: M.I. Ana Bertha González Moreno. Facultad de Estudios Superiores Aragón. UNAM. México, D.F.
9. LANDON, Francisco y RODRÍGUEZ, Levi. (2010). *Sistemas Submarinos de Producción*. Directora: M.I. Ana Bertha González Moreno. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Ticoman. IPN. México D.F.

10. WALTERS, D. (2007). *Tree Systems, Subsea Chokes, Valves and Actuators-Cameron Subsea System*. [www.c-a-m.com](http://www.c-a-m.com).
11. <http://convertiblearbitrage.net/Images/Subsea-thunderhorse.png>
12. [http://4.bp.blogspot.com/\\_udSTgadqhFc/S-QTjx2C\\_zI/AAAAAAAAABYw/gD8o0l2nS4U/s1600/DW+section+at+wellhead.jpg](http://4.bp.blogspot.com/_udSTgadqhFc/S-QTjx2C_zI/AAAAAAAAABYw/gD8o0l2nS4U/s1600/DW+section+at+wellhead.jpg)
13. [http://nugrohoadi.files.wordpress.com/2008/04/ormen\\_lange\\_high.jpg](http://nugrohoadi.files.wordpress.com/2008/04/ormen_lange_high.jpg)
14. <http://mb50.files.wordpress.com/2012/03/image41.png>
15. [http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS\\_INFOS/4342/FR/developpement-Pazflor-S.jpg](http://www.total.com/MEDIAS/MEDIAS_INFOS/4342/FR/developpement-Pazflor-S.jpg)
16. <http://www.oceaneering.com/wp-content/uploads/2009/09/news-sstbseminars06.jpg>
17. <http://www.abdn.ac.uk/engineering/images/subsea.jpg>
18. [http://images.pennnet.com/articles/os/thm/th\\_0503offriser1.gif](http://images.pennnet.com/articles/os/thm/th_0503offriser1.gif)
19. [http://www.ge-energy.com/products\\_and\\_services/products/subsea\\_trees\\_manifolds\\_and\\_connection\\_systems/Cluster\\_Manifolds.jsp](http://www.ge-energy.com/products_and_services/products/subsea_trees_manifolds_and_connection_systems/Cluster_Manifolds.jsp)
20. <http://www.onepetro.org/mslib/app/search.do>
21. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

# ANEXOS

## LISTA DE FIGURAS

<i>Fig. I. 1.Etapas de desarrollo de un campo.....</i>	<i>10</i>
<i>Fig. II. 1. Mapa conceptual de un Sistema Submarino de Producción.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. II. 2. Equipos Submarinos de Producción.....</i>	<i>13</i>
<i>Fig. II. 3. Configuración de una Terminación Submarina.....</i>	<i>14</i>
<i>Fig. II. 4. Componentes del Cabezal Submarino.<sup>9</sup>.....</i>	<i>15</i>
<i>Fig. II. 5. Componentes principales del árbol submarino (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>16</i>
<i>Fig. II. 7. Válvulas del Árbol Submarino (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>17</i>
<i>Fig. II. 6. Mecanismo Interno de un Estrangulador Submarino.....</i>	<i>17</i>
<i>Fig. II. 9. Colgador de la tubería de producción.....</i>	<i>18</i>
<i>Fig. II. 8.Tapa del árbol submarino (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>18</i>
<i>Fig. II. 10. Tipos de Retenedores de la Tubería de Producción.....</i>	<i>19</i>
<i>Fig. II. 11. Módulos de Control Submarino (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>19</i>
<i>Fig. II. 12. Clasificación de árboles submarinos.....</i>	<i>20</i>
<i>Fig. II. 13. Comparación de árboles submarinos.....</i>	<i>20</i>
<i>Fig. II. 15.Configuración de un árbol vertical.....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. II. 16. Primera generación de arboles mono bore (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. II. 17. Última generación de arboles mono bore (Propiedad de Cameron).....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. II. 14. Árbol vertical.....</i>	<i>21</i>
<i>Fig. II. 19. Configuración de un árbol submarino horizontal.....</i>	<i>22</i>
<i>Fig. II. 18. Árbol submarino horizontal.....</i>	<i>22</i>
<i>Fig. II. 20. Manifold de 4 conexiones para pozos y dos para líneas de producción.....</i>	<i>23</i>
<i>Fig. II. 21. Plantilla submarina propiedad de FMC Technologies.....</i>	<i>24</i>
<i>Fig. II. 22.PLEM (Propiedad de Apply Nemo).....</i>	<i>25</i>
<i>Fig. II. 23. Jumper rígido propiedad de Cameron.....</i>	<i>25</i>
<i>Fig. II. 24. PLET.....</i>	<i>26</i>
<i>Fig. II. 25. In line sled propiedad FMC Technologies.....</i>	<i>26</i>
<i>Fig. II. 26. Risers conectados a sistemas flotantes de producción propiedad (propiedad de Tenaris).....</i>	<i>27</i>
<i>Fig. II. 27. Tipos de risers.....</i>	<i>28</i>
<i>Fig. II. 28. Mapa conceptual los equipos que constituye el sistema de control.....</i>	<i>29</i>
<i>Fig. II. 29. Tipos de Control de los Sistemas.....</i>	<i>29</i>
<i>Fig. II. 30. Carrete de Umbilical.....</i>	<i>31</i>
<i>Fig. II. 31. Configuración de un Umbilical.....</i>	<i>31</i>
<i>Fig. II. 32. Cables de conexión con el Equipo de Producción y Control Submarino.....</i>	<i>32</i>
<i>Fig. II. 33. Módulo de control Instalado.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig. II. 34. Vista inferior del SCM.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig. II. 35. Vista interna de la base del SCM.....</i>	<i>33</i>
<i>Fig. II. 36. Diagrama de operación de los sistemas de control de producción.....</i>	<i>35</i>
<i>Fig. II. 37. Instrumentos de medición submarina.....</i>	<i>36</i>
<i>Fig. II. 38. Clasificación del Equipamiento Submarino.....</i>	<i>36</i>
<i>Fig. III. 1. Diagrama para la selección del nivel de especificación del producto (PSL).....</i>	<i>54</i>

<i>Fig. V. 1. Ejemplo de pruebas de materiales realizadas a válvula y conexiones.<sup>1</sup></i>	62
<i>Fig. V. 2. Parámetros para la medición de diámetros en válvulas y árboles.</i>	63
<i>Fig. V. 3. Gráfica de la Prueba.</i>	71
<i>Fig. V. 4. Tipos de pruebas de validación aplicadas a válvulas.<sup>1</sup></i>	72
<i>Fig. V. 5. Tipos de pruebas de validación aplicadas a estranguladores.</i>	75
<i>Fig. V. 6. Prueba de una válvula en una cámara hiperbárica.</i>	78
<i>Fig. V. 7. Conexión y sellos entre el cabezal de la TR y el Árbol Submarino.</i>	83
<i>Fig. V. 8. Clasificación de las pruebas EFAT.</i>	84
<i>Fig. V. 9. Prueba de Interfase del ROV.</i>	86
<i>Fig. V. 10. Herramienta de instalación del SCM.</i>	87
<i>Fig. V. 11. Programa para Verificar la Operación y Funcionamiento de Válvulas y Sensores.</i>	89
<i>Fig. V. 12. Herramientas de instalación del estrangulador submarino (propiedad de Cameron).</i>	90
<i>Fig. V. 13. Ishikawa de las consideraciones de una pruebas SIT.</i>	93
<i>Fig. V. 14. Interfases de una plantilla submarina, manifold y árbol submarino.</i>	94
<i>Fig. V. 15. Interfases de una plantilla submarina, manifold y árbol submarino.</i>	100
<i>Fig. V. 16. Instalación de un jumper flexible.</i>	104
<i>Fig. V. 17. Conexión Jumper manifold.</i>	105
<i>Fig. V. 18. Prueba SIT de un manifold y un árbol.</i>	105
<i>Fig. V. 19. Prueba en Sitio de una Unidad Hidráulica de Distribución y Conexiones del Umbilical y Cables de Conexión.</i>	108

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla I.1. Clasificación de aguas profundas según PEMEX.</i>	9
<i>Tabla I.2. Clasificación de aguas profundas según la API 17-A.</i>	9
<i>Tabla I. 3. Costos por actividad y/o componente.</i>	11
<i>Tabla III. 1. Datos oceanográficos requeridos.<sup>1</sup></i>	39
<i>Tabla III. 2. Datos meteorológicos requeridos.<sup>1</sup></i>	39
<i>Tabla III. 3. Datos requeridos del yacimiento y propiedades de los fluidos.<sup>1</sup></i>	40
<i>Tabla III. 4. Datos requeridos de la terminación.<sup>1</sup></i>	41
<i>Tabla III. 5. Datos requeridos de procesamiento y de operación.<sup>1</sup></i>	42
<i>Tabla III. 6. Datos requeridos de instalaciones en superficie.<sup>1</sup></i>	43
<i>Tabla III. 7. Datos requeridos para definir el sistema.</i>	44
<i>Tabla III. 8. Factores a evaluar de la ingeniería en sistemas.</i>	47
<i>Tabla III. 9. Presiones de trabajo establecidas por la ISO para árboles submarinos.</i>	50
<i>Tabla III. 10. Requerimientos de Material.<sup>3</sup></i>	52
<i>Tabla IV. 1. Tipos de Pruebas.</i>	57
<i>Tabla V. 1. Descripción de las pruebas FAT</i>	61
<i>Tabla V. 2. Presiones hidrostáticas para árboles horizontales y verticales.</i>	65
<i>Tabla V. 3. Ciclos de Pruebas por componente.</i>	69
<i>Tabla V. 4. Componentes y ciclos establecidos para pruebas hiperbáricas.<sup>3</sup></i>	79
<i>Tabla V. 5. Criterios de Aceptación de Fugas de Gas a Temperatura del Cuarto.</i>	82

## ACRÓNIMOS

<b>AAV</b>	Annulus Access Valve	Válvula de acceso anular
<b>ADS</b>	Atmospheric Diving System	Sistema atmosférico para buceo
<b>AMV</b>	Annulus Master Valve	Válvula maestra anular
<b>API</b>	American Petroleum Institute	Instituto americano del petróleo
<b>AWV</b>	Annulus Wing Valve	Válvula lateral de espacio anular
<b>BEC</b>		Bombeo Electro-Centrífugo
<b>BN</b>		Bombeo Neumático
<b>BOP</b>	Blow Out Preventor	Arreglo de preventores
<b>CIU</b>	Cimical Injection Unit	Unidad de Inyección Química
<b>CIV</b>	Cymical Injection Valve	Válvula de Inyección de químicos
<b>DHPT</b>	Down-Hole Pressure Temperature/ Transducer	Transductor de presión y temperatura en el fondo del pozo
<b>DPB</b>		Dólar por barril
<b>DSV</b>	Diving Support Vessels	Barco de soporte a buzos
<b>DWHC</b>	Deep-Water, High-Capacity	Aguas profundas, Alta capacidad
<b>EDP</b>	Emergency Disconnect Package	Equipo para desconexión de emergencia
<b>EFAT</b>	Extended Factory Acceptance Test	Pruebas extendidas de aceptación en fábrica
<b>EHDU</b>	Electro Hydraulic Distribution Unit	Unidad de distribución electro-hidráulica
<b>EJB</b>	Electrical Junction Box	Caja de uniones eléctricas
<b>EPU</b>	Electrical Power Unit	Unidad de Potencia Eléctrica
<b>ESD</b>	Emergency Shutdown	Apagado de emergencia
<b>ESDU</b>	Emergency Shut Down Unit	Unidad de apagado de emergencia
<b>ETU</b>	Electrical Test Unit	Unidad Eléctrica de Pruebas
<b>FAT</b>	Factory Acceptance Test	Pruebas de aceptación en fábrica
<b>HPU</b>	Hydraulic Power Unit	Unidad de Potencia Hidráulica
<b>Hub</b>	Conection	Tubería de conexión
<b>ISHO</b>	Infield Stab And Hingeover	Mecanismo de instalación en la base del equipo
<b>ISO</b>	International Organization of Standardization	Organización Internacional para la Normalización
<b>ISUT</b>	Infield Subsea Umbilical Termination	Terminación Umbilical Submarina dentro del Área
<b>IWOCS</b>	Installation Workover Control System	Sistema de Control para Instalación y Reparación
<b>LPP</b>	Lower Riser Package	Herramienta para la instalación del árbol
<b>MCS</b>	Master Control Station	Estación Maestra de Control
<b>MMS</b>	Mineral Management Service	Asociación de Servicios Minerales
<b>MPa</b>		Mega Pascales
<b>MSC</b>	Master Control Station	Estación de Control Maestra
<b>MSUT</b>	Main Subsea Umbilical Termination	Terminación Submarina Principal del

<b>MWD</b>	Measurement While Drilling	Umbilical
<b>PC</b>		Mediciones durante la perforación
<b>PETU</b>	Portable Electronic Test Unit	Unidad portátil eléctrica de pruebas
<b>PMR</b>	Per manufacturer rating	Por calificación del fabricante
<b>PMV</b>	Production Master Valve	Válvula maestra de producción
<b>PR</b>	Performance Requirements	Requerimientos del producto
<b>PSI</b>	Lb/Pg2	
<b>PSL</b>	Production Specification Leavel	Niveles de Especificación del Producto
<b>PVT</b>	Pressure Volume Temperature	Presión Volumen y Temperatura
<b>RAM</b>	Reliability Availability Maintainability	Mntenibilidad, Disponibilidad Confiabilidad
<b>RGA</b>	Relation Gas-Oil	Relación gas aceite
<b>ROT</b>	Remotely Operated Tool	Conexión del robot submarino
<b>ROV</b>	Remotely Operated Vehicle	Robot submarine
<b>RTXT</b>	Running Tool Christmast Tree	Herramienta de instalación del árbol
<b>RWP</b>	Rated Working Preasure	Presión de trabajo establecida
<b>SCM</b>	Subsea Control Module	Modulo de Control Submarino
<b>SCSSV</b>	Surface Controlled Subsea Safety Valve	Válvula de tormenta
<b>SDU</b>	Subsea Distribution Unit	Unidad de Distribución Submarina
<b>SHO</b>	Stab And Hingeover	Mecanismo para la instalación
<b>SIPS</b>		Sistema Integral de Producción Submarino
<b>SIT</b>	System Integration Testing	Pruebas de Integración en Sitio
<b>SPCTU</b>	Subsea Power And Communication Test Unit	Unidad de pruebas de potencia submarina y comunicación
<b>SSP</b>	Sliding Sleeve Pressure	Sistemas Submarino de Producción
<b>SSTT</b>	Subsea Test Tree	Prueba del árbol sumbarino
<b>SUT</b>	Single Unit Test	Pruebas unitarias simples
<b>SUTA</b>	System Umbilical Termination Assembly	Ensamble Submarino de Terminación del Umbilical
<b>TH</b>	Tubing Hanger	Bola colgadora
<b>THRT</b>	Tubing Hanger Running Tool	Herramienta de instalación del TH
<b>TP</b>		Tubería de producción
<b>TR</b>		Tubería de revestimiento
<b>TRT</b>	Tree Running Tool	Herramienta de instalación del árbol
<b>TUTA</b>	Topside Umbilical Termination Assembly	Ensamble Superficial de Terminación del Umbilical
<b>USV</b>	Underwater Safety Valve	Válvula sumergible de seguridad
<b>UTA</b>	Umbilical Termination Assembly	Terminación del umbilical en lecho marino
<b>XOV</b>	Cross – Over Valve	Válvula de cruce