

## Diseño del primer árbol submarino para desarrollo de campos en aguas profundas mexicanas

*Ing. Luis Guillermo Ucha Gómez*  
*Pemex*

Información del artículo: Recibido enero 2012-aceptado marzo 2013

### Resumen

Como parte fundamental del desarrollo de los campos, los árboles de navidad o árboles de válvulas, se diseñan para cumplir con los objetivos siguientes:

- Medio de interconexión – conexión entre fondo de pozo e instalaciones submarinas de producción
- Administrar los gastos de producción de hidrocarburos
- Control del espacio anular
- Acceso seguro al pozo para toma de información e intervención a pozos

Este trabajo aborda temas como:

- o Tipos de árboles submarinos, características y funcionalidad
- o Normas de diseño de árboles submarinos para tirantes mayores a 1,000 metros
- o Pruebas a árboles submarinos previa instalación

Actualmente, Pemex está perforando pozos en tirantes mayores a 1,000 metros. El primer campo autorizado para su desarrollo se encuentra en un tirante de agua promedio de 1,200 m.

El diseño de los árboles submarinos para estos campos ha sido terminado, siendo éste el primer árbol diseñado por ingenieros mexicanos de Pemex. El diseño incluyó: bases de diseño, funcionalidad básica y de detalle, modo, tipo y ocurrencia de la falla, análisis FMECA y RAM, estudios de aseguramiento de flujo y cálculo de volúmenes de inyección de inhibidores químicos para control de hidratos de gas, incrustaciones, corrosión.

Además, también se diseñó el estrangulador submarino, su módulo de control Submarino (SCM) y el sistema de control para operación de los árboles. Finalmente, se incluyó también el diseño de cabezal submarino, sus perfiles internos de sello y la compatibilidad de la funcionalidad entre las diferentes marcas.

**Palabras clave:** Árbol Submarino, Desarrollo Submarino, Normas de diseño, Cabezal Submarino, Sistema de Control, Estrangulador Submarino, FMECA, RAM.

## Abstract

As an essential part of field development, the design of the Subsea Christmas trees are planned to meet the following objectives:

- Means of interconnection - connection between well bottom hole and subsea production facilities
- Managing the hydrocarbons production
- Production Annulus managing and control
- Well Secure access for logging and well intervention

This paper addresses issues such as:

- o Types of subsea trees, features and functionality
- o Criteria for designing subsea trees for over 1,000 meters of water depth
- o Subsea tree testing before installation

Currently, Pemex is drilling wells in over 1,000 meters of water depth. The first subsea field development authorized is located 1,200 m of water depth. The subsea tree design for this field has been finished, this being the first tree designed by PEMEX Mexican engineers.

The design included: bases of design, basic and detail functionality, FMECA & RAM analysis, flow assurance analyses, Hydrates chemical inhibitors, scales inhibitors and corrosion inhibitors volume calculations, subsea choke and Subsea Control Module including the subsea controls system design.

Finally, also was included the design of subsea wellhead, their internal seal profiles and the compatibility between different wellhead vendors.

**Key words:** Subsea Tree, Subsea Development, Standards, Subsea Wellhead, Control System, Subsea Choke, FMECA, RAM.

## Introducción

México y Pemex Exploración Producción, en la búsqueda de yacimientos petroleros, ha incursionado en aguas profundas localizadas en el Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche.

Con la perforación de pozos exploratorios en un tirante mayor a 500 metros en el 2004, se considera que México entró en este difícil camino, en la exploración de reservas petroleras por explotar. El desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos se inicia con la perforación de pozos en la búsqueda de acumulaciones rentables de petróleo crudo y gas. Por la naturaleza de la inversión, para aguas profundas

se requiere de grandes cantidades de recursos económicos y la administración de riesgos muy altos. Estos trabajos de exploración y desarrollo en aguas profundas se centran en el petróleo crudo primordialmente, con características de aceites ligeros o pozos con alta productividad. El desarrollo de yacimientos de hidrocarburos, independientemente de la localización de ellos, es decir, en tierra, en aguas someras o aguas profundas, requiere de perforación y terminación de pozos y de infraestructura de transporte y recolección.

En aguas profundas, el árbol submarino es un elemento primordial para controlar las presiones de fondo de pozo. El diseño básico considera la contención de los fluidos producidos, la capacidad de cierre y control del pozo,

permite el ingreso al pozo en forma segura, controla, mide y tiene la capacidad para inyectar inhibidores químicos al fondo de pozo, permite la instalación de equipo de medición y soporta la presión hidrostática producida por la columna de agua.

Este trabajo mostrará la visión de diseño del árbol submarino y también incluirá aspectos operativos y técnicos que modifican la infraestructura submarina de recolección y transporte de hidrocarburos en aguas profundas.

## Desarrollo

El concepto de desarrollo de campos submarinos fue presentado a principios de 1970, cuando se colocaron por primera vez cabezales, árboles de navidad y equipo de producción en el fondo marino, modificando el nombre a cabezales submarinos, árboles submarinos y equipo de producción o infraestructura submarina. Estos componentes habían sido diseñados para cumplir con los requerimientos de campos de tierra, sin embargo, para ser colocados en el fondo del mar a condiciones diferentes, se diseñaron

unas cámaras selladas, con objeto de soportar las difíciles condiciones submarinas. Los hidrocarburos producidos fluirían del pozo a una instalación de producción cercana en tierra o ubicada en una plataforma fija. Este fue el concepto inicial del término conocido hoy como Ingeniería Submarina (Subsea Engineering) y los sistemas que tienen uno o varios pozos y equipo asociado debajo de la superficie del mar se refiere a sistemas submarinos de producción (Subsea Production Systems).

La **Figura 1** muestra un sistema submarino básico donde un conjunto de seis pozos están conectados a un Manifold y mediante una tubería llamada tie back, diseñada exprofeso para esta aplicación, se transporta la producción desde el Manifold hasta la plataforma fija y como parte del sistema submarino, se encuentra el cuarto de control del sistema de control de la producción. En lenguaje de aguas profundas se denomina un Drill center formado de seis pozos conectados en cluster a un Manifold de ocho Hubs. El conjunto de pozos, árboles submarinos, Manifold, sus tuberías de transporte y recolección, así como el sistema de control se denomina Cluster, los dos oleoductos que transportan la producción hacia la plataforma fija son considerados tie back.



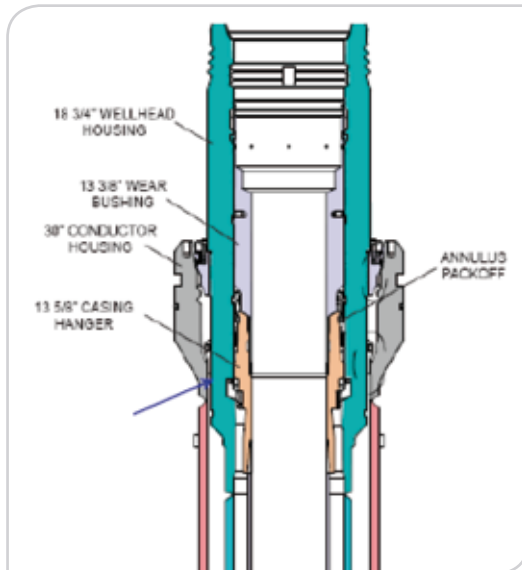
**Figura 1.** Sistema submarino de producción conectado vía tie back a una plataforma fija.

## Diseño del árbol submarino a partir de los requerimientos de fondo de pozo

Bajo el esquema descrito en el párrafo anterior, al diseñar el drill center, se determinan las trayectorias de los pozos,

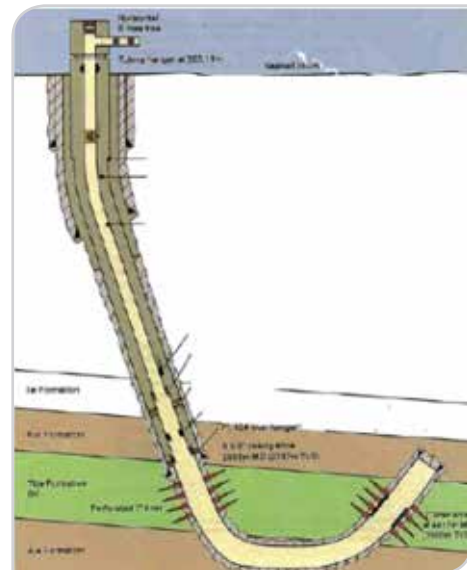
que usualmente son de alto ángulo de desviación algunos y otros horizontales con objeto de alcanzar los objetivos dentro del yacimiento, o de otros yacimientos, esto ayuda a determinar el número de tuberías de revestimiento y sus profundidades de asentamiento, lo que a su vez da

la información para diseñar el cabezal submarino, **Figura 2**. Las trayectorias de los pozos y las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento se ajustan de acuerdo a los requerimientos generados por el ingeniero de yacimientos e ingeniero de producción, dando como



**Figura 2.** Esquema cabezal submarino.

consecuencia las características y diámetros de equipos y sistemas para la terminación definitiva de los pozos, **Figura 3**, e incluyendo las características de los fluidos a producir, estaremos en condiciones de elaborar un diseño conceptual del árbol submarino.



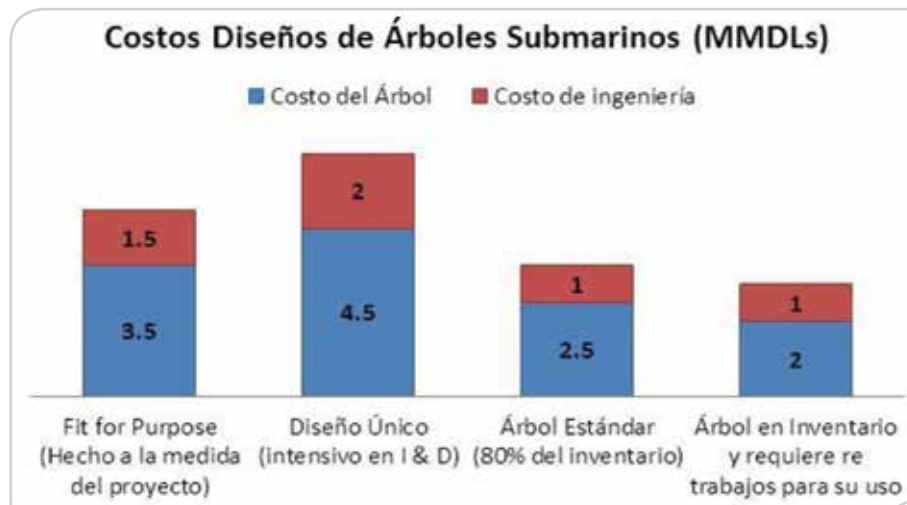
**Figura 3.** Esquema de diseño de pozos en aguas profundas de Noruega.

## Diseño de árbol submarino desde el punto de vista del fabricante

Los árboles submarinos, son sistemas contenedores de presión y controladores de producción y son el único medio para controlar el pozo durante la vida productiva del yacimiento. Como otros equipos submarinos, se diseñan en función de varios de los siguientes aspectos: (1) características de los hidrocarburos, (2) características del yacimiento, (3) tirante de agua a la que van a ser instalados, (4) número de funciones de fondo de pozo que van a operar, (5) cantidad y tipo de químicos inhibidores que requiere el pozo (corrosión, hidratos, incrustaciones, etc.), (6) requerimientos del campo al que pertenece el sistema pozo – árbol submarino, etc.

Los árboles submarinos, por diseño del fabricante, se dividen básicamente en dos tipos: (1) Árboles submarinos estándar y (2) Árboles submarinos no estándar (árboles diseñados para cumplir requerimientos específicos).

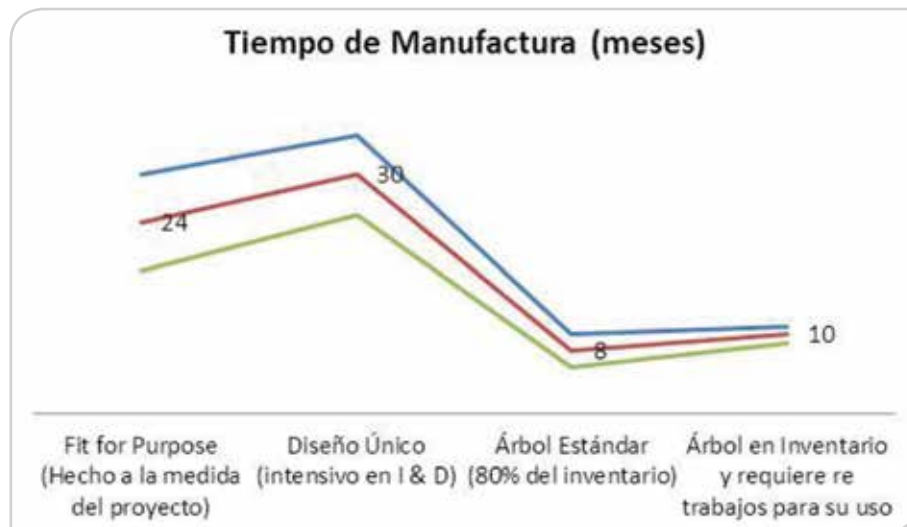
Los **árboles submarinos estándar** han sido diseñados y son manufacturados por las compañías fabricantes para cumplir con los siguientes objetivos: (1) reducir costos de fabricación, (2) reducir el tiempo de ingeniería de detalle, (3) contar con proveedores de materia prima confiables y certificados, (4) reducir los programas de manufactura, (5) cumplir con las normas ISO y API de diseño, (6) disminuir tiempos de fabricación, (7) disminuir tiempos de prueba, (8) disminuir el inventario de herramientas para instalación y prueba submarina, (9) disminuir el tiempo de intervención a los pozos estandarizando las herramientas de intervención, (10) disminuir tiempo de instalación, (11) facilitar la capacitación de las compañías operadoras de ROV para uso eficiente de las herramientas interfase para operar los árboles submarinos ya instalados, (12) desarrollar ingenieros diseñadores para mejorar los productos estándar, (13) capacitar a las compañías operadoras, etc.



Gráfica 1. Diseños de árboles submarinos.

La **Gráfica 1** muestra datos de algunas compañías fabricantes de árboles submarinos. Se observa la variación de los costos con respecto al tipo de árbol que se va a manufacturar. Los árboles hechos a la medida cumplen con características y especificaciones del operador, (ver conclusiones 4 y 5). Los árboles únicos son desarrollos que de manera “normal” los fabricantes de equipo submarino tienen siempre como objetivos de investigación,

desarrollo e innovación de tecnología y forman parte de los futuros equipos para desarrollo en aguas profundas. Dependiendo del mercado, las compañías podrán tener en inventario árboles nuevos, los cuales pueden o no cumplir con requerimientos específicos solicitados, requieren al menos una revisión de la ingeniería de detalle, compras de equipos, montaje adicional y pruebas en fábrica (FAT = Factory Acceptance Testing).



Gráfica 2. Tiempo de manufactura de árboles submarinos.

La línea intermedia color roja de la **Gráfica 2**, representa el tiempo promedio de ingeniería, construcción y pruebas de cada diseño, dependiendo de la demanda de acero, certificación de materia prima, demanda de los árboles submarinos y sobre todo, de lo “caliente” que esté el mercado de productos y servicios para aguas profundas.

Los **árboles submarinos no estándar**, es decir, los árboles diseñados para cumplir requerimientos específicos o Fit for purpose, se desarrollan para cumplir con los siguientes objetivos: (1) se usan cuando un diseño estándar no cumple con los requerimientos del pozo (ej. pozos muy profundos que requieren muchas tuberías de revestimiento con diámetros mayores a los convencionales, uso de sistemas artificiales de producción, diseño del árbol submarino con requerimientos de operación para abatir tiempos de perforación, menores tiempos de instalación, diferentes operaciones de intervenciones a pozos o well workovers como se le conoce en inglés, entre otros,), (2) se usan cuando un diseño estándar no cumple con los requerimientos del campo, (3) cuando se excede el número de funciones de fondo de pozo, (4) cuando el equipo periférico del árbol submarino no se puede instalar en él, (5) cuando las características de los hidrocarburos producidos superan las aleaciones metálicas de los árboles estándar ( $H_2S$ ,  $CO_2$ , etc.), (6) cuando los metales del árbol estándar no soportan la erosión generada por el pozo (partícula de arena), (7) cuando el tirante de agua es mayor al de diseño, etc.

## Diseño de árbol submarino de acuerdo a las normas, especificaciones o prácticas recomendadas

**Especificaciones del árbol submarino.** Para realizar un diseño del **árbol submarino** de acuerdo al sistema submarino de producción que cumpla con los requerimientos del campo, se deben tomar en cuenta los siguientes factores: (1) Características del pozo: diámetro de la tubería de producción, presión y temperatura máxima de los fluidos producidos, Clase del material, tipo de terminación de fondo de pozo, etc., (2) Sistema de control: tipo de sistema: hidráulico directo, electro hidráulico, etc., (3) Tuberías de recolección y transporte: diámetro de tuberías (well jumpers), presión de diseño, tipo de conexión, diferentes proveedores, etc., (4) Cabezal submarino: tipo de cabezal, tipo de conexión, diferentes proveedores, capacidad al pandeo máximo, etc.

Esta visión muestra que los árboles submarinos toman en cuenta todos los factores que se presentan de acuerdo a los requerimientos del sistema que lo contiene. Como se explicó anteriormente, el desarrollo del yacimiento en base a un sistema submarino genera información para el diseño individual de todos los equipos y/componentes del sistema. El más “afectado” es el árbol submarino, ya que es la interfaz técnica entre fondo de pozo y el sistema submarino, donde confluyen dos especialidades: de fondo de pozo y de equipos submarinos.

Para cubrir esta visión de sistema, las especificaciones de los árboles submarinos se realizan de acuerdo a las siguientes categorías:

- a. Diseño general y requerimientos de desempeño, (dados principalmente por el yacimiento y la arquitectura submarina).
- b. Requerimientos específicos del sistema árbol submarino
- c. Requerimientos de herramientas del sistema árbol submarino
- d. Requerimientos de interfases del sistema árbol submarino

En este artículo se desarrollará únicamente el inciso a.

- a. **Diseño general y requerimientos de desempeño (dados principalmente por el yacimiento y la arquitectura submarina):**

Existe ya en el mercado mundial normatividad disponible para el diseño de todos los equipos submarinos. El diseño de los cabezales y árboles submarinos son los aspectos más críticos en un desarrollo submarino, por lo que estos se realizan bajo estándares de la industria internacional y del contratista. Para esto se requiere desarrollar unas bases de diseño cuya información riga en forma directa el diseño y se obtienen a partir de los requerimientos del yacimiento y del pozo. Los “estándares internacionales” aceptados de uso común para el diseño del cabezal y del **árbol submarino**, se basan principalmente en la aplicación de la práctica recomendada API 6A o especificación ISO 10423:2003, de nombre “*Petroleum and natural gas industries—Drilling and production equipment—Wellhead and Christmas tree equipment*”.

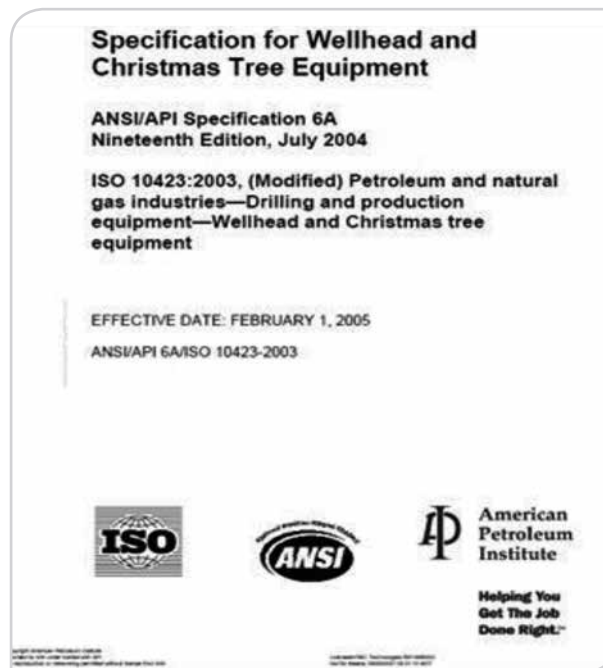


Figura 4. API 6 A.

Se entenderá por estándar, para esta aplicación, a los requisitos mínimos que deberá cumplir el equipo submarino para poder ser manufacturado, instalado y que opere en forma segura y confiable en ambientes submarinos. El término estándar se utiliza para dar la idea que estos requisitos mínimos son para todos los equipos, los materiales, el control de calidad, la capacitación del personal, los procesos de ensamble, los procedimientos de las pruebas, el proceso de embalaje y entrega al punto final que cualquier fabricante deberá cumplir. En primera instancia se desarrollaron las “prácticas recomendadas” promovidas por el API. Posteriormente y para dar mayor validez y aplicación mundial, estos estándares fueron aceptados como ISO, dándole una connotación de especificación. Estos estándares proveen las bases comunes para las características del producto y sus atributos de rendimiento (performance) y fueron creadas para conjuntar las mejores prácticas, las más exitosas, ejecutadas por los fabricantes o investigadores asociados con la industria submarina. Todos los equipo diseñados y manufacturados mediante estas especificaciones o prácticas recomendadas, se distinguen por llevar el monograma API, lo que en la actualidad significa también que se cumplió con el API Quality Program Specification Q1 o Producto que cumple con la especificación de acuerdo al programa de Calidad Q1 del API.



El API Q1 aplica los reconocidos beneficios del programa de control de calidad ISO 9001, diseñado específicamente para la industria de aceite y gas. El programa de uso y autorización del monograma

API significa que se cumplieron, revisaron y aprobaron los programas de control de calidad en conjunto con la capacidad demostrable de la organización de cumplir los estándares del producto mundialmente reconocido API 6 A (ISO 10423) para árboles y cabezales submarinos. Derivado de estos “estándares”, las compañías fabricantes de equipo submarino en especial cabezales y árboles han diseñado y manufacturado equipo estándar o estandarizado, punto que se trató anteriormente.

**API 6A o Especificación ISO 10423.** Esta especificación es reconocida en la industria como “estándar” para el diseño y manufactura de cabezales y árboles submarinos, la cual fue formulada para que los árboles y cabezales submarinos diseñados y construidos bajo esta especificación, cuenten con las características suficientes de confiabilidad, dimensionamiento y funcionalidad. Esto significa que dentro de los materiales disponibles en el mundo bajo la tecnología actual de fabricación de metales, estudios metalúrgicos, capacidades de construcción, procedimientos de ensamble y pruebas, etc., nos den como resultado equipos que puedan

ser utilizados para los pozos que actualmente se pueden construir. Por ejemplo, las tuberías de revestimiento disponibles en el mercado, cuyos procesos de manufactura están estandarizados, son básicamente diámetros conocidos: 36”, 30”, 16”, 13 5/8”, 9 5/8”, etc. La norma API 6A (ISO 10423) se asegura que los cabezales submarinos sean capaces de colgar tuberías de estos diámetros. Los árboles submarinos también deberán cumplir con estos “estándares”, porque a su vez los equipos de perforación, han sido diseñados para manejar, almacenar, etc., tuberías de revestimiento de estos diámetros. El uso de esta norma no obliga a diseñar los equipos para estos diámetros, lo proporciona la práctica recomendada en la industria y las compañías operadoras tienen la decisión de hacerlo o no. El usar un producto estandarizado en el mercado asegura el contar con un equipo probado y diseñado con base en la experiencia de fallas de otros, nos da ingeniería de detalle estandarizada y sobre todo los productos pueden entregarse para su instalación en un tiempo menor que un equipo no estandarizado.

La norma API 6A (ISO 10423) incluye los detalles requeridos de manufactura del cabezal para desarrollar la capacidad de suspensión en las tuberías de revestimiento, detalles de diseño de válvulas y fittings para los pozos de aceite. También incluye las referencias de diseño de las bridas de las conexiones para tubería que manejan fluidos con presiones desde 2,000 a 20,000 lb/pg<sup>2</sup> de presión de trabajo y toda la familia de válvulas para ser usado en este mismo rango. Esta norma se usa también como especificación base estándar para manufacturar equipo submarino de acuerdo a la especificación API 17D “Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment”. La actual edición del API 6A incluye requerimientos para el diseño de válvulas superficiales de seguridad (SSV) válvulas submarinas de seguridad (USV) y productos que cubre la norma API 14D Specification for Wellhead Surface Safety and Underwater Safe Valves for Offshore Services.

En la **Tabla 1** se muestran los equipos más importantes que cubre la especificación API 6A:

**Tabla 1.** Algunos equipos que incluye el API 6 A.

Cabezal submarino	Conectores y Fittings	Tuberías de revestimiento y colgadores	Válvulas y estranguladores	Conectores	Otros equipos
Colgadores de Housing o receptáculos de tuberías de revestimiento, Tuberías de revestimiento y colgadores de Tuberías de producción, Combinaciones, adaptadores o crossovers	Combinaciones, adaptadores o crossovers, Adaptadores para colgadores de tuberías de producción, tees, Equipos para toma de muestras	Niples o cuerpos de los colgadores, Slip Hangers	Estranguladores, Válvulas para actuadores, válvulas check, Válvulas superficiales de seguridad y válvulas submarinas de seguridad para servicio costa fuera	Conectores soldados, Conectores ciegos, conectores roscados, Adaptadores y espaciadores	Actuadores



Adicionalmente, el API 6A cubre las válvulas superficiales de seguridad (SSV) y las válvulas submarinas de seguridad (USV). Ambos tipos de válvulas (SSV y USV), se definen como válvulas del cabezal submarino actuadas por potencia o poder, las cuales se cierran automáticamente al cortar el flujo de potencia que mueve el actuador. El API(RC)14 C, cubre el uso de las SSV o USV como una segunda válvula maestra en el árbol submarino.

**PSL, PR y Service Class.** En esta sección se explicarán varios términos técnicos que determinan los niveles de calidad, seguridad y operatividad que deben cumplir los equipos submarinos para ser utilizados en la industria del gas y aceite submarina.

**El primer término es PSL.** PSL son las siglas en inglés de Product Specification Level, lo que significa en español: Especificación del nivel del producto.

Este término se usa para describir todos los niveles de documentación o niveles de requerimiento técnico, calidad y pruebas que un cabezal o árbol submarino debe cumplir. Un equipo diseñado para las condiciones de tirantes de agua mayores a 500 metros, cuyo pozo produce gas con H<sub>2</sub>S, debe forzosamente, cumplir con niveles mucho mas altos que un equipo que va ser instalado en un pozo terrestre de baja presión que solo produce aceite sin H<sub>2</sub>S. En la **Figura 8** se muestra un árbol de decisión que ayuda al comprador a seleccionar un nivel adecuado del nivel PSL para las partes principales del cabezal y árbol submarinos:

Conforme se adquiere experiencia en el diseño, a continuación se presentan algunas de las lecciones aprendidas: (1) Todos los equipos submarinos son PSL2, (2) Si el pozo produce gas es PSL3, y (3) Si el pozo produce gas dulce o amargo a alta presión y temperatura es PSL3G.

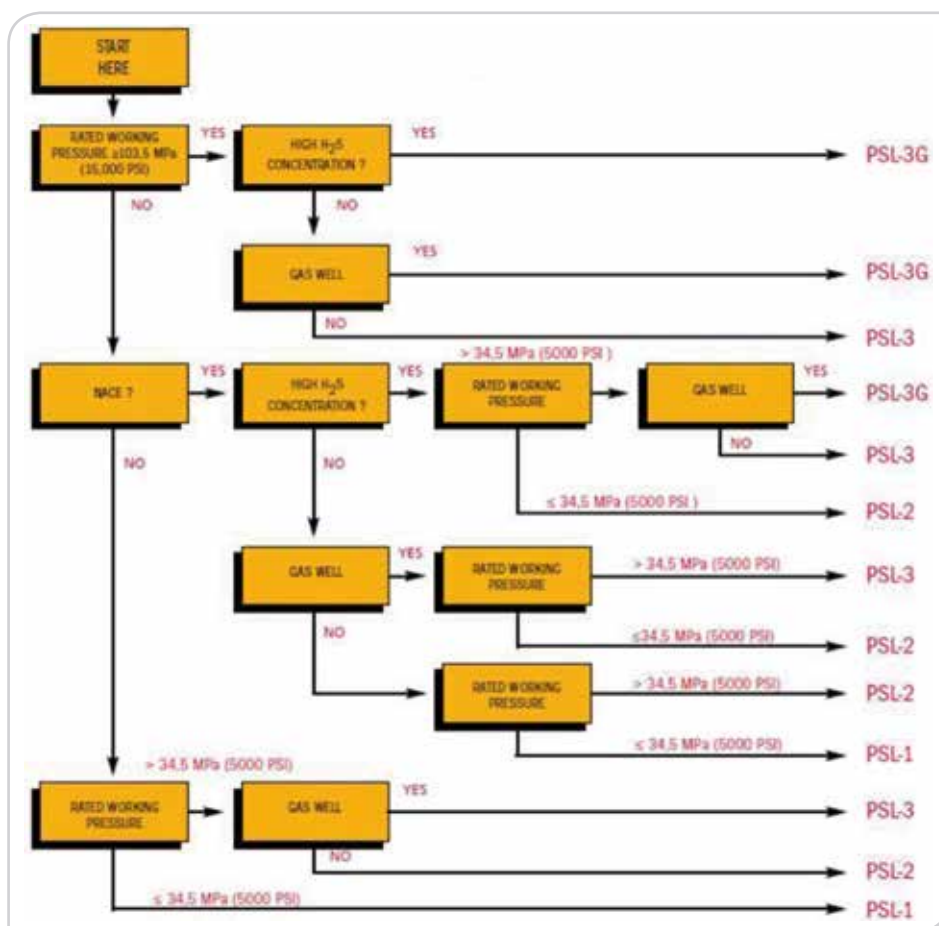


Figura 8.

La **Tabla 2** muestra el grado de documentación para estos diferentes niveles, los cuales deben ser especificados para un producto. Generalmente estos niveles representan una práctica industrial para varias condiciones de servicios, es

decir, se determinan los niveles por diseño, por operación, por especificaciones de la operadora y por diseño estándar de los equipos.

**Tabla 2.** PSL y sus grados de documentación y pruebas.

Requerimiento	PSL-2	PSL-3	PSL-3G
Prueba de Drift	SI	SI	SI
Prueba hidrostática	SI	SI, extendida	SI, extendida
Prueba de gas	-	-	SI
Trazabilidad del ensamble	-	SI	SI
Serializacion	SI	SI	SI

**El segundo y tercer término son PR y service Class.** PR es Performance Requirement en inglés o nivel de rendimiento o performance, y el segundo es la clase de servicio. Los dos requerimientos se definen en forma paralela y se refieren, el primero, a la capacidad que tendrá el equipo, durante la operación, a operar como fue diseñado y el segundo se refiere a la capacidad del equipo a ser operado bajo las condiciones submarinas y se dividen en: (1) Clase 1 “servicio estándar” y (2) Clase 2 “servicio en la presencia de arena o Sandy Service”.

de rendimiento al que se construye sería PR 2, Class I de acuerdo a:

- ✓ PR 2, Class I (Servicio estándar) se requiere verificación de operación probando su apertura y cierre de 500 veces con un flujo de agua a través del equipo.
- ✓ PR 2, Class II (Servicio para arena), efectuar prueba de cierre y apertura de 500 veces pero con fluido conteniendo arena.

Considérese una válvula de esfera con un actuador hidráulico colocado a 1,000 metros de tirante de agua y que contiene la presión de un flujo de 250 kg/cm<sup>2</sup> de gas amargo sin arena proveniente del fondo del pozo. El nivel

**Presiones de trabajo.** Seis son los rangos de presión especificados para el diseño de los equipos submarinos. La **Tabla 3** muestra estos rangos:

**Tabla 3.** Rangos de presión de diseño para equipos submarinos.

Presión nominal (API Pressure Rating in PSI)	Presión nominal API Pressure Rating in MPa	Presión nominal API Pressure Rating in kg/cm <sup>2</sup>
2,000	13.8	140
3,000	20.7	210
5,000	34.5	350
10,000	69.0	700
15,000	103.5	1,000
20,000	138.0	1,400

**Clase de material.** A partir de datos específicos de los yacimientos y sus fluidos producidos como presión y temperatura del ambiente marino, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, etc., se define lo siguiente:

**Clase de material por temperatura.** Tres son los puntos importantes que se toman en cuenta para determinar el rango de temperatura en que operaran los equipos submarinos: (1) Temperatura con la que fluye el pozo (temperatura en el árbol

submarino cuando el pozo está fluyendo), (2) Temperatura de cierre de pozo: Temperatura en el árbol submarino localizada en la cabeza del pozo y que se obtiene al cerrar el pozo, (3) Temperatura del suelo marino.

La **Tabla 4** muestra la nomenclatura normada por el API6A para determinar el tipo de material a utilizarse de acuerdo a las condiciones de operación por temperatura de los equipos submarinos.

**Tabla 4.** Rangos de temperatura para diseñar el tipo de metal recomendado.

API TEMP. CLASSIFICATION	OPERATING RANGE (DEG. F)			OPERATING RANGE (DEG. C)		
	(MIN.)	TO	(MAX.)	(MIN.)	TO	(MAX.)
K	-75	TO	180	-60	TO	82
L	-50	TO	180	-46	TO	82
N	-50	TO	140	-46	TO	60
P	-20	TO	180	-29	TO	82
R	ROOM TEMPERATURE			ROOM TEMPERATURE		
S	0	TO	140	-18	TO	60
T	0	TO	180	-18	TO	82
U	0	TO	250	-18	TO	121
V	35	TO	250	2	TO	121

**Clase de material por servicio.** Básicamente son dos las clases de servicios que se encuentran en la industria del petróleo y gas: (1) servicio dulce y (2) servicio amargo. Dependiendo de las características de los fluidos

producidos, la cantidad de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> y las presiones parciales obtenidas de las fórmulas siguientes para determinar el tipo de acero o clase de material para evitar su corrosión, utilizando la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Nomenclatura que agrupa la clase de material resistente a la corrosión, tomado del API 6A.

API Material Class	Body, Bonnet, End & Outlet Connections	Pressure Controlling Parts, Stems, & Mandrel Hangers
	AA - General Service	Carbon or low alloy steel
BB - General Service	Carbon or low alloy steel	Stainless steel
CC - General Service	Stainless Steel	Stainless Steel
DD - Sour Service <sup>a</sup>	Carbon or low alloy steel <sup>b</sup>	Carbon or low alloy steel <sup>b</sup>
EE - Sour Service <sup>a</sup>	Carbon or low alloy steel <sup>b</sup>	Stainless steel <sup>b</sup>
FF - Sour Service <sup>a</sup>	Stainless steel <sup>b</sup>	Stainless steel <sup>b</sup>
HH - Sour Service <sup>a</sup>	Corrosion Resistant Alloy <sup>b</sup>	Corrosion Resistant Alloy <sup>b</sup>
ZZ - Sour Service	User Defined <sup>b</sup>	User Defined <sup>b</sup>

**Partial Pressure Formulas:**

$$H_2S \text{ PSIA} = \frac{H_2S \text{ PPM}}{1\,000\,000} \times \text{Working Pr}$$

$$H_2S \text{ PSIA} = \% H_2S \times \text{Working Pressure}$$

$$CO_2 \text{ PSIA} = \% CO_2 \times \text{Flowing Pressure}$$

En resumen, las características físicas de los elementos y materiales que forman un cabezal y árbol submarino deben cumplir ampliamente con los requerimientos mínimos de

diseño. La **Figura 9** resume el diseño preliminar del cabezal y árbol submarino:



**Figura 9.** Resumen de diseño equipo submarino de acuerdo al API 6 A.

## Diseño de árbol submarino desde el punto de vista de aplicación

Dos son las aplicaciones que se tienen actualmente en aguas profundas para árboles submarinos: (1) Árboles submarinos o Wet Trees, (2) Árboles secos o Dry trees:

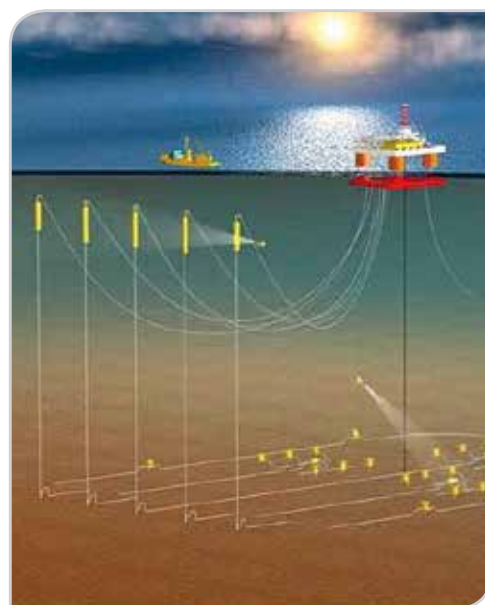
Los desarrollos de campos submarinos pueden categorizarse de acuerdo al tirante de agua en que se encuentran:

- ✓ Un desarrollo submarino se considera de aguas someras cuando se encuentra en tirantes de agua menores a 200 o 300 m. Básicamente, aguas someras es donde un buzo puede trabajar.
- ✓ Un desarrollo de campo submarino se considera de aguas profundas cuando el yacimiento se encuentra en tirantes de agua entre 200-300 metros hasta 1500 metros.
- ✓ Desarrollos submarinos de ultra aguas profundas se realizan en yacimientos ubicados en tirantes de agua mayores a los 1500 metros.

**Árboles submarinos y árboles secos.** En inglés y para mostrar la diferencia entre los árboles debido a su localización, se les denomina wet trees y dry trees, o árboles mojados o árboles secos. Para esta aplicación se llamarán; árboles submarinos y árboles secos para aguas profundas respectivamente.

Para el desarrollo de campos en aguas profundas se utilizan dos tipos de sistemas de producción submarino: (1) árboles submarinos y (2) árboles secos para aguas profundas.

**Árboles secos para aguas profundas.** En los desarrollos de yacimientos en aguas profundas con árboles secos, los árboles se colocan dentro de la plataforma. Adicionalmente y para mejorar la rentabilidad del proyecto, la producción proveniente de los pozos con aplicación de árboles submarinos que pueden ser desarrollados en varios Drill centers cerca de la plataforma flotante, la producción se envía por tie back hacia la plataforma. Las **Figuras 10 y 11** son dos ejemplos de aplicación de árboles secos en un desarrollo submarino de aguas profundas.



**Figura 10.**

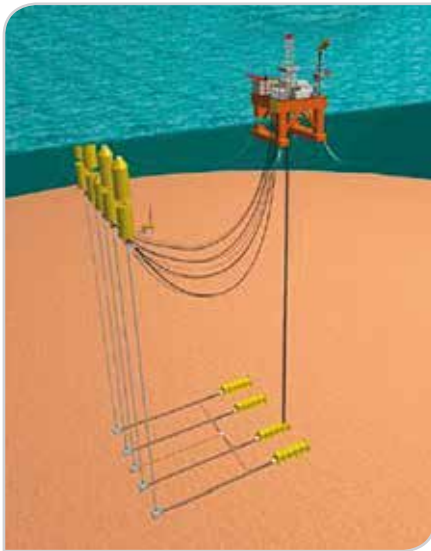


Figura 11.



Figura 13. Plataforma TLP o Tension Leg Platform o plataforma de patas tensionadas.

El equipo semi sumergible color naranja de las Figuras 10 y 11, recibe la producción de dos fuentes: (1) pozos con acceso directo y árboles secos ubicados en la cubierta de la plataforma flotante y (2) de pozos totalmente submarinos ubicados en los clusters. Como ejemplo de los equipos flotantes para estas aplicaciones, en las Figuras 12 y 13 se muestran las plataformas que utilizan los árboles secos para aguas profundas. La Figura 12 es un SPAR y la cubierta del SPAR se ve en la Figura 14. La Figura 13 muestra una plataforma Tension Leg Platforms (TLP) o plataformas de patas tensionadas, y el árbol seco para desarrollos submarinos se muestra en la Figura 15.

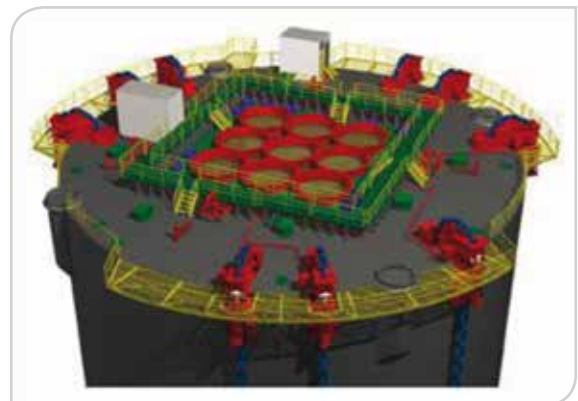


Figura 14. Cubierta de un SPAR. En el centro de la cubierta se observan los conductores de los nueve pozos en total.

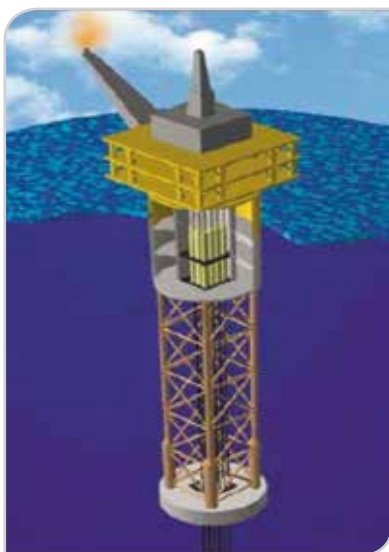


Figura 12. Plataforma SPAR.



Figura 15. Árbol seco para desarrollos en aguas profundas.

Los conductores verticales que por defectos de las **Gráficas 10 y 11** sólo se ve una línea negra, son conductores de los pozos con acceso directo y dependiendo del tipo de la estructura flotante pueden ser más de 18 y hasta 24 pozos. La producción de los pozos submarinos asciende directamente de los clusters por risers verticales (las cuatro líneas del lado izquierdo que permanecen en esa posición gracias a cuatro flotadores color amarillo) y mediante riser en catenaria, envían la producción adicional al equipo flotante, la cual se integra a los cabezales de recepción de la plataforma flotante. La plataforma flotante SPAR o TLP que contiene los árboles secos tiene dos posiciones de llegada de los hidrocarburos: (1) tiene en el centro del equipo flotante un moon pool donde sostienen los conductores de los pozos y sus respectivos árboles secos, proveyendo acceso directo a los pozos para efectuar intervenciones, reparaciones menores o mayores a los pozos mediante un sistema diseñado exprofeso de nombre Direct Vertical Acces o Acceso vertical Directo o Acceso Directo. (2) y por tensores de los risers de producción que sostienen y mantienen la tensión de diseño sobre los risers en forma de catenaria, los cuales aunque no se ven en la **Figura 14**, en la parte exterior del SPAR se colocan las bases de los tensionadores de los risers que a su vez están conectados a los cabezales de recepción de la plataforma flotante.

**Árboles submarinos.** La arquitectura submarina, por práctica internacional, se desarrolla en dos tipos: (1) Desarrollos submarinos tipo cluster con varios drill centers y (2) Desarrollos submarinos con árboles con acceso directo.

**Desarrollos submarinos con árboles con acceso directo.** Este sistema submarino sólo se aplica en desarrollo de campos marginales. Término utilizado en aguas profundas para describir: (1) incertidumbre en la cantidad de reservas a ser recuperadas (2) altos costos asociados a la adquisición de información del yacimiento, (3) altas inversiones de capital que aún con la tecnología correcta se requiere reducir costos para mejorar la rentabilidad del proyecto. (4) Yacimientos rentables que por su localización están completamente fuera del área de recolección de otros campos, por lo que sus gastos de infraestructura reducen la rentabilidad de ellos, (5) yacimientos delimitados de reducidas reservas y no que son económicamente viables. (6) costos de desarrollo muy altos debido a costos para cumplir con normatividad ambiental o que tienen restricciones tecnológicas. Estos desarrollos usualmente se basan en plataformas semisumergibles o en unidades de perforación y producción llamadas FPDU = Floating Process and Drilling Units, donde la producción total se exporta, ya sea mediante oleoductos o tuberías de exportación a instalaciones en tierra o se trasiega a buques

tanque o a unidades flotantes de almacenamiento y trasiego o FSO (Floating Storage Offloading).

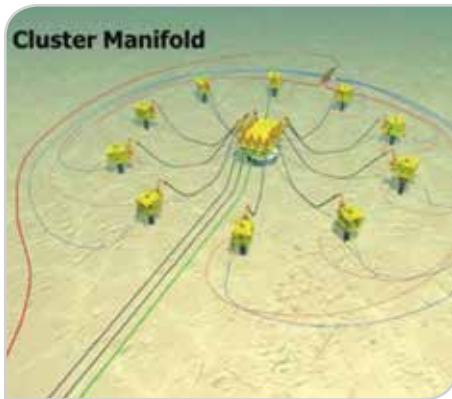
La característica principal de estos desarrollos consiste en que los árboles submarinos proveen Acceso Directo a bajo costo al fondo del pozo para permitir operaciones de perforación o de reparaciones mayores que de otra forma serían altamente costosas, disminuyendo la rentabilidad del proyecto al grado de no poder desarrollar las reservas. Un ejemplo de este desarrollo submarino es la plataforma GVA 8000 Floating Production and Drilling Unit (FPDU), equipo flotante instalado en el campo Visund de la compañía StatoilHydro, en 1998. Es un equipo flotante completamente autónomo, el cual además de recibir y procesar toda la producción del campo, perfora pozos productores, instala cabezales submarinos a través del moon pool y realiza todas las intervenciones necesarias a los pozos. Los gastos de producción que maneja esta plataforma son aproximadamente de 100,000 BPD de aceite y 350 MMSCFPD de gas, gas que inicialmente fue inyectado al yacimiento para mantenimiento de presión y posteriormente en segunda etapa se explotará el casquete de gas para exportación. Los pozos que están perforando actualmente esta plataforma son horizontales y están dirigidos a varios yacimientos, mediante la de gran desplazamiento de los objetivos de los pozos. En el 2005 se perforó el pozo altamente desviado mas largo a partir de una estructura flotante. Este tipo de plataformas difieren de las SPAR o TLP ya que el árbol y la terminación del pozo son diseños completamente submarinos y a diferencia de las otras aplicaciones, el árbol se encuentra en superficie dando como resultado equipos flotantes mucho mas grandes para generar espacio para los árboles secos. De la misma forma, al tener proceso de producción en superficie y el control de los pozos en el fondo del mar se disminuyen los riesgos de incendio y descontrol sobre la plataforma, circunscribiéndose a la administración de la interfaz entre el equipo de perforación cuando este opere y el equipo de producción. (<http://www.gvac.se/visund>).

**Desarrollos Submarinos tipo Cluster con varios Drill Centers.** Los desarrollos submarinos en forma de Cluster (**Figuras 16 y 17**) conjuntan la producción en Manifolds, dando como resultado los incrementos en la rentabilidad de lo proyectos proveyendo espacio para continuar perforando pozos y enviando la producción a Hubs o conectores disponibles diseñados para ese fin. Los árboles submarinos, **Figura 18**, son diseñados para esta aplicación y llevan consigo todo el equipo periférico necesario para operar el pozo. El sistema de control de la producción cuyo cuarto de control se coloca en la instalación que

recibe la producción o Host, se diseña para operar todo el sistema submarino completo incluyendo pozos, árboles, instalaciones submarinas como manifolds y plets. El árbol submarino cuenta con su estrangulador submarino, medidores multifásicos, detector de arena intrusivo y acústico para ser colocado en el well jumper, sensores de presión temperatura en diferentes posiciones, actuadores

hidráulicos para operación eficiente y eficaz de todas las válvulas de control de flujo y químicos del árbol submarino, válvulas de medición de químicos inhibidores.

Para el desarrollo de los campos. Para estas aplicaciones existen dos tipos de árboles submarinos: verticales y horizontales, tema a desarrollarse en otro artículo.



**Figura 16.** Desarrollo submarino tipo cluster.



**Figura 17.** Desarrollo submarino tipo cluster.



**Figura 18.** Foto de un árbol submarino para aplicaciones en aguas profundas.

## Conclusiones

1. Es claro que las presiones de trabajo, pozo fluyendo y cierre de los pozos, son aspectos importantes para diseñar un árbol submarino, sin embargo además de estos factores, existen otros que deben tomarse en cuenta para diseñarlos adecuadamente.
2. Las especificaciones dadas por la normatividad vigente, han obligado a los fabricantes de cabezales y árboles submarinos a desarrollar procesos constructivos eficientes y con una alta calidad. Su tecnología propia se ha adecuando a estos requerimientos y cada fabricante diseña y desarrolla sus propios equipos con base en su investigación y desarrollo propio.
3. Los árboles submarinos, aun con la normatividad establecida, se diseñan para proyectos específicos. Petrobras cuenta con tecnología propia que ha sido desarrollada en conjunto con los fabricantes.
4. Para aguas profundas, los yacimientos de aceite crudo ligero con gas asociado son los más rentables. Sin embargo, proyectos como Ormen Lange ubicado a 900 metros de tirante de agua frente a las costas de

Noruega, usa un árbol horizontal de 7" de 10,000 psi para producir más de 200 MMpcd de gas no asociado por pozo con una capacidad máxima de 350 MMpcd. El aparejo de producción es de 9 5/8" con dos válvulas de tormenta de 7". Fue un árbol diseñado específicamente para ese proyecto.

5. El proyecto Albacora en las costas de Brasil, fue desarrollado en el año de 1986 la 1ª fase y en 1992 la 2da y consideró la construcción de 65 árboles submarinos para ser instalados en T. A que van desde 150 hasta 1,050 m. Petrobras diseñó (fit for purpose) tres tipos diferentes de árboles submarinos todos verticales para una **presión de 5,000 psi** con aparejo de producción de 4.

## Agradecimientos

Mi agradecimiento al Dr. Faustino Fuentes Nucamendi quien ha trabajado incansablemente en la formación de capital humano para que nuestra empresa incursione, diseñe y desarrolle campos en aguas profundas, logrando dejar huella en la historia de PEP.

Mi agradecimiento al M. en I. José Luis Fong Aguilar, quien tuvo la visión de futuro y depositó la confianza en mí para poder ser parte del Programa de Formación Profesional en Aguas Profundas planeado desde 2004 y que hasta la actualidad sigue siendo liderado por el Dr. Fuentes Nucamendi.

Y finalmente mi agradecimiento moral y entrañable a mi esposa Lucrecia y mis dos hijos Luis y Jorge, quienes me han acompañado en este largo camino de aprendizaje en Aguas Profundas y que hoy “sufren las consecuencias” de esta nueva tarea que me encomendó nuestra empresa PEP, para el bien de México.

## Referencias

ANSI/API SPECIFICATION 6A. ISO 10423:2003, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment, nineteenth edition, 2004. Washington, DC: API.

API SPECIFICATION 17D, Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment, second edition, 2011. Washington, DC: API.

Bai, Y. y Bai Q. 2012. *Subsea Engineering Handbook*. Waltham, Massachusetts: Gulf Professional Publishing.

Skeels, H.B., Duel, C.Y. y Kleinhans, J.W. 2003. Delivering a “Fit for Purpose” Deepwater Subsea Development. Deep Offshore Technology, Marsella, Francia, noviembre 19-21.

Skeels, H.B., Taylor, M. y Wabnitz, F. 2004. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool for Early Decision Making. Deep Offshore Technology Conference and Exhibition, Nueva Orleans, Louisiana, EUA, Paper No. 146.

## Semblanza

### Ing. Luis Guillermo Ucha Gómez

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1986. Estudió la EMBA en la Universidad de Tulane campus UNACARY y cursó el programa Dirección de Empresa D1 por el IPADE en la Ciudad de México.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1986, a la Superintendencia de Ingeniería Petrolera como Ingeniero de Campo en Plataformas Marinas de la Sonda de Campeche. Ha desarrollado su carrera en Pemex en diferentes especialidades como: perforación, terminación y reparación de pozos, recuperación secundaria, ingeniería y construcción de infraestructura marina, evaluación y administración del proyectos.

En 1998 fue asignado al Proyecto Cantarell para desempeñar actividades de construcción de plataformas Marinas para aguas someras, ductos de interconexión y recolección, sistemas de proceso y separación de hidrocarburos en superficie y Evaluación del Proyecto Cantarell.

En 2006 fue comisionado al Programa de Formación Profesional en Aguas Profundas, donde asistió a dos residencias en el extranjero, adquiriendo conocimientos de Diseño e Instalación de Infraestructura Submarina, Administración de Proyectos para el Desarrollo de Campos Submarinos, Comisionamiento y Arranque de FPSO, Rehabilitación y Arranque de plataformas de Perforación Semisumergible DP3.

Actualmente labora en la Gerencia del Proyecto Lakach de la Subdirección de Desarrollo de campos como Jefe del grupo VCDSE de diseño de pozos y tiene una activa participación en el diseño de instalaciones submarinas del Campo Lakach.