



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Diseño de árboles submarinos
para el desarrollo de campos
marinos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Maribel Sánchez Castillo

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Introducción

Derivado de la reforma energética de 2015 y de las pasadas licitaciones, se adjudicaron áreas contractuales en aguas profundas del Golfo de México para su desarrollo submarino. [1] Para el desarrollo de estos campos se requiere perforar y terminar pozos con árboles submarinos, de igual manera se requiere del desarrollo e instalación de sistemas de recolección y transporte submarino, para llevar la producción de aceite a las instalaciones marinas o terrestres.

El árbol submarino es el equipo que permite la operación de los pozos de producción de hidrocarburos o inyección de agua o gas, controla los equipos de fondo de pozo, se conecta al sistema submarino de producción y es operado a control remoto desde la instalación de producción. Por lo tanto, el diseño, manufactura, transporte, instalación son de alta relevancia para el desarrollo de los proyectos y que estos sean técnica y económicamente viables.

El presente trabajo tiene como principal objetivo presentar las consideraciones a tomar para el diseño y selección de un árbol submarino para proyectos de desarrollo de campos ubicados en aguas someras, profundas y ultra profundas, atendiendo la normatividad aplicable. Asimismo, se presenta una profunda recopilación de información técnica básica de diseño de equipos submarinos para desarrollar y aportar durante la generación de diferentes escenarios de desarrollo de campos marinos.

La información está distribuida en seis capítulos y dos anexos. En el primer capítulo, presenta la situación de México en el desarrollo de campos en aguas profundas, una breve evolución del árbol submarino además de algunos componentes del sistema submarino, y definiciones. En el segundo, se presentan criterios a tomar de acuerdo al diseño, requerimientos funcionales y operativos del árbol submarino. En el siguiente, se presenta la configuración y características de los componentes del árbol submarinos, en el cual se consideran los criterios de selección. En el cuarto capítulo, se presentan la clasificación de los tipos de árboles que se utilizan para los diferentes tirantes de agua además u objetivos, así como sus funciones. En el quinto capítulo, se presentan las interfaces del árbol submarino que requieren tomarse en cuenta para el diseño del árbol submarinos para conectar e interactuar con los demás equipos. Adicionalmente se presentan los criterios de selección utilizando la normatividad ISO, prácticas recomendadas por el API y un ejemplo

de la selección de un árbol tomando en cuenta dichos criterios. Después, en el capítulo seis se presenta el proyecto Perdido que se desarrolla en aguas ultra profundas en el Golfo de México, cerca de las costas de Texas en Estados Unidos. Este proyecto fue elegido principalmente por el tipo árboles submarinos que utiliza y por la falta de desarrollo de proyectos en aguas profundas en México. Igualmente, es uno de los proyectos más importantes en el desarrollo de proyectos en aguas ultra profundas.

En el primer anexo, se presenta las herramientas y equipos submarinos que permiten la conexión de los sistemas flotantes al árbol submarino para efectuar la terminación del pozo como las reparaciones necesarias para continuar produciendo, criterios que también se toman en cuenta para el diseño del árbol submarino. Finalmente, en el segundo anexo se presentan los sistemas de control de pozos que se requieren para realizar las operaciones de terminación o intervención a pozos.

De la misma forma, se incluyen imágenes, gráficas y tablas que ayudan comprender la configuración de los equipos. Muchas de las imágenes e información son tomadas de sitios web, libros, artículos, notas técnicas y folletos de empresas fabricantes. En el desarrollo de cada capítulo, se presentan acrónimos y sus definiciones. Estos acrónimos aparecen a lo largo del documento para introducir los términos técnicos utilizados en la industria

Este documento muestra información técnica básica de los criterios de selección de árboles submarinos, prácticas recomendadas, en conjunto es un análisis ilustrativo de todo el proceso que implica la selección final del árbol, la cual está sujeta a diversos grupos multidisciplinarios que conforman el proyecto.

Contenido

Introducción	I
Lista de figuras	V
Lista de tablas	IX
Acrónimos	X
1 Breve historia de la evolución de los árboles submarinos	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Desarrollo de otros proyectos.....	2
1.3 Los primeros arboles submarinos	5
1.4 Desarrollo de otros componentes.....	8
1.5 Definiciones.....	12
2 Diseño funcional y operativo de los árboles submarinos	16
2.1 Definición de árbol submarino.....	16
2.2 Requerimientos funcionales	17
2.3 Requerimientos funcionales de diseño del XT	22
2.4 Requerimientos operativos.....	24
2.5 Requerimientos operativos específicos de diseño del XT.....	26
3 Partes del árbol submarino	28
3.1 Configuración de árboles submarinos.....	28
3.2 Diferencias funcionales entre los componentes de ambas configuraciones de árboles ..	33
3.3 Criterios de selección de la configuración del árbol submarino	37
3.4 Descripción de las principales partes de los árboles submarinos.....	44
4 Tipo de árboles submarinos	53
4.1 Dual bore Vertical Subsea Tree or Conventional Tree	56
4.2 Mono Bore Vertical Subsea Tree.....	60
4.3 Mono Bore Horizontal Subsea Tree	61
4.4 Árboles submarinos Estándar o Standard Configuration Trees	63
4.5 Árboles para yacimientos de alta presión y temperatura o High Pressure High Temperature Trees (HPHT)	65
4.6 Árboles submarino amplios diámetros para AP y UAP de hasta 20,000 lb/pg ² presión de trabajo o Large Bore Tree, Ultra DW 20k WP	66

4.7	Arboles submarino para diseño específico por el operador	78
4.8	Dry trees y Wet Trees.....	85
4.9	Mudline Suspension Trees y árboles submarinos para aguas someras.....	99
4.10	Árboles submarinos para aguas intermedias, aguas profundas y UAP.....	110
4.11	Árbol eléctrico convencional y árbol submarino eléctrico.....	110
4.12	Árbol submarino híbrido	112
5	Interfaces del árbol submarinos y caso práctico de diseño	117
5.1	Interface del árbol submarino con el fondo de pozo.....	118
5.2	Interface con el Sistema Submarino	123
5.3	Interface del árbol submarino con el sistema control	130
5.4	Interface del árbol submarino con la plataforma de perforación y terminación de pozos 133	
5.5	Interface del árbol submarino con el equipo flotante de intervención a pozos.....	135
5.6	Selección del árbol submarino utilizando normatividad ISO y prácticas recomendadas por el API 136	
5.7	Ejemplo de aplicación de diseño de un árbol submarino (caso real).....	143
6	Ejemplo de uso de árboles submarinos para desarrollo de campos en aguas profundas ...	153
6.1	Visión conceptual de desarrollos de campos submarinos	153
6.2	Descripción del proyecto Perdido	158
6.3	Comentarios finales.....	197
	Conclusiones	198
	Anexo 1	200
	Landing String para terminación de pozos y su sistema de desconexión por emergencia (Completion Landing String System and Emergency Disconnect System).....	200
	Anexo 2	218
	Sistemas de control para intervenciones o reparación de los pozos.....	218
	Referencias	226

Lista de figuras

Figura 1.1 ARMS 1 Atmospheric Roving Manipulator System	9
Figura 1.2 WASP Atmospheric Diving Suit – Graham Hawkes (British).....	10
Figura 1.3 Power umbilical.....	12
Figura2.1 Elementos que componen el árbol submarino	16
Figura 3.1. Diagrama de un árbol submarino vertical	29
Figura 3.1 Configuración del árbol submarino vertical o VST	30
Figura 3.1 Diagrama básico de un árbol submarino horizontal	31
Figura 3.4 Componentes de un árbol submarino horizontal	32
Figura 3.5 Tree Cap o capucha del árbol submarino horizontal	35
Figura 3.6 Crow Plug o tapón corona de Halliburton.....	36
Figura 3.7 Diferencias entre el árbol vertical y horizontal	36
Figura 3.8. Proyectos ubicados en AP y UAP.....	39
Figura 3.9 Estrangulador submarino	43
Figura 3.10 Subsea Control Module.....	43
Figura 3.11 Tubing Head Spool de un VXT	45
Figura 3.12 Tree Line Connector	46
Figura 3.13 Diagrama del estrangulador.....	49
Figura 3.14 Tree Liner Connector.....	51
Figura 4.1 Equipos para desarrollo de campos marinos	54
Figura 4.2 Árbol submarino vertical de doble orificio marca OneSubsea.....	56
Figura 4.3 Árbol submarino vertical de un solo orificio marca OneSubsea	60
Figura 4.4 Árbol submarino horizontal marca OneSubsea	61
Figura 4.5 Standard Vertical Subsea Tree	64
Figura 4.6 Detalle de un Vertical Subsea Tree	64
Figura 4.7 FPU para desarrollo de campos en aguas profundas.....	66
Figura 4.8 FPU o Sistema de producción que utiliza DVA System. Top Tensioned Riser Used on SPAR and TLP.....	67
Figura 4.9 Conector tipo Tieback o Tieback conector	71
Figura 4.10 Pie in pie	71
Figura 4.11 Conector externo para aplicaciones DVA.....	72
Figura 4.12 Sistemas de tensionamiento del riser vertical de producción o Top Tensioned Riser (TTR)	72
Figura 4.13 Componentes básicos del sistema DVA para SPAR y TLP.....	74
Figura 4.14 Corte de Cabezales superficiales y Árbol Seco o Dry Tree Doble Orificio en inglés es Dual Bore DVA Surface Wellhead and Tree System.....	75
Figura 4.15 Estructura diseñada para tener acceso al Dry Tree	75
Figura4.16. Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras	76
Figura4.17. Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras	77
Figura 4.18. Comparación de costos por diseño	80

Figura 4.19 Comparación de tiempo de manufactura por diseño de XT	82
Figura 4.20 Componentes del riser vertical de producción para árboles secos para SPAR y TLP.....	89
Figura 4.21 Barco perforador de pozos para AP y UAP o Deepwater Drillship Vessel	91
Figura 4.22 Plataforma semi - sumergible de posicionamiento dinámico para perforar pozos en AP y UAP o DP Semi - Submersible Drilling Platform.	91
Figura 4.23 Equipos para realizar operaciones de perforación y producción de pozos en forma simultánea en una plataforma SPAR.....	93
Figura 4.24 Cluster Manifold de producción.....	95
Figura 2.25 Steel catenary production riser o riser de producción en catenaria.....	97
Figura 4.26 Single independent risers with floaters o risers de producción independientes con flotadores conectados a cada pozo.....	97
Figura 4.27 Plataforma de perforación tipo Jack up con cabezales tipo Mudline Suspension System.	101
Figura 4.28 Mudline Suspension Trees	101
Figura 4.29 Configuraciones del Mudline Suspension Tree	102
Figura 4.30 Template submarino para perforación de pozos con MLSS	104
Figura 4.31 Extensión a superficie del pozo mediante el uso de Tieback del sistema MLSS.....	105
Figura 4.32 Plataforma fija operada con PAE acoderada para continuar perforando pozos	105
Figura 4.33 Cabezales submarinos de diferentes medidas para aplicaciones submarinas y para aguas intermedias, AP y UAP	106
Figura 4.34 Árbol submarino para aguas someras diver assist.....	107
Figura 4.35 Secuencia de instalación submarina del XT	108
Figura 4.36 Cluster Manifold de 6 pozos productores con XT someros conectados a una plataforma fija de producción mediante dos Tieback o Flowline de producción.....	109
Figura 4.37 XT someros conectados al host de producción y sus sistemas básicos de control de la producción	110
Figura 4.38 Árbol submarino eléctrico	112
Figura 4.39 Árbol híbrido de OneSubsea llamado HyFlex Subsea Tree System.	116
Figura 5.1 interfaces de diseño de un árbol submarino durante todo su ciclo de vida	117
Figura 5.2 Módulo de proceso recuperable	120
Figura 5.3 Configuración básica de sistemas submarinos.....	121
Figura 5.4 Interfase de los XT son el SS. Sistema de conexión y sistema de control	122
Figura 5.5 Well Jumpers o WFLJ conectados al manifold de producción	123
Figura 5.6 Diagrama de interfaces entre el XT y el sistema submarino	123
Figura 5.7 Un pozo conectado en forma individual	125
Figura 5.8 Múltiples pozos conectados a diferentes manifolds de producción.....	125
Figura 5.9 Template Manifold con árboles submarinos integrados	126
Figura 5.10 Detector Acústico de Arena	128
Figura 5.11 Monitor de arena	128
Figura 5.12 Medidor de gas húmedo (WGFM) colocado en el WFLJ	129
Figura 5.13 Configuración de un RPM con un sistema de medición multifásico	130

Figura 5.14 Diagrama o topología básica de un diseño de control de XT	131
Figura 5.15 Árbol submarino con su ROV panel.....	132
Figura 5.16 Equipos del sistema submarino de control que permite operar XT	133
Figura 5.17 Ejemplos del Círculo de Operación del Sistema de desconexión por emergencia (EDS) del riser de perforación LMRP.....	134
Figura 5.18 Árbol de decisión para determinar el PSL de un equipo.....	141
Figura 5.19 Secuencia de marcado de equipos submarinos	143
Figura 5.20 Cálculo de corrosión esperada	148
Figura 5.21 Proceso de análisis del nivel de especificación del producto	150
Figura 5.22 Marcado final del Árbol submarino.....	152
Figura 5.23 Marcado del árbol estándar	152
Figura 6.1 Parte inferior del manifold de producción.....	154
Figura 6.2 Ejemplo de estudios de batimetría	155
Figura 6.3 Tirante de agua vs capacidad de producción de TLP, SPAR y plataformas semi - sumergible de producción.....	156
Figura 6.4 Numero de FPSO por país a diciembre 2019.	158
Figura 6.5 Localización del Proyecto Perdido.....	159
Figura 6.6 SS Noble Clyde Boudreaux	166
Figura 6.7 SS Noble Danny Adkins.....	167
Figura 6.8 Terminación en agujero descubierto con gravel pack en pozos horizontales de Perdido.	168
Figura 6.9 Enhanced Vertical Deepwater Tree EVDT y Retrievable Flow Module RFM.....	169
Figura 6.10 Esquema de instalación del TH con e preventor de superficie en pozos de desarrollo	173
Figura 6.11 Diagrama del sistema submarino que muestra el patrón de flujo de la producción del Proyecto Perdido.....	174
Figura 6.12 Configuración del sistema submarino de recolección y transporte del Proyecto Perdido	175
Figura 6.13 Configuración del sistema submarinos del clúster DVA.....	177
Figura 6.14 Separador de dos fases o Vertical Gas – Liquid Cylindrical Cyclonic.....	181
Figura 6.15 Principales componentes del Subsea Boosting System	182
Figura 6.16 Base del GLCC o foundation y el Caisson	183
Figura 6.17 Caisson well o Pozo cisterna	183
Figura 6.18 Principales componentes del TTR	185
Figura 6.19 Sistemas de risers de producción, FSR o FHR y TTR	186
Figura 6.20 Configuración del Caisson Well y sistema de bombeo electro – centrífugo con ensamble de salida.....	188
Figura 6.21 Conjunto de control de flujo o Flow Control Assembly (FCA).....	190
Figura 6.22 SPAR	191
Figura 6.23 Sistema de anclas de un SPAR.....	191
Figura 6.24 Equipo modular de perforación Helmerich & Payne’s Offshore - Rig 205.....	192

Figura 6.25 Instalaciones de Producción.....	194
Figura I. Ejemplo de un LSA sobre cubierta equipo flotante de perforación/terminación de pozos	206
Figura II. Partes principales de un Subsea Completion Landing String System (SCLSS).	208
Figura III. SCLSS de terminación de pozos para un VXT monobore	209
Figura IV Componentes del sistema de control tanto submarinos y superficiales del SCLSS.....	211
Figura V SCLSS sobre la cubierta de un MODU	213
Figura VI. Subsea Test Tree, Retainer Valve y Lubricator Valve	213
Figura VII. Umbilicales y Carretes de umbilicales.....	214
Figura VIII HPU/MCP y WOCM	214
Figura IX Surface Flow Tree (SFT)	215
Figura X Equipo completo de un SCLSS durante la terminación de un pozo en aguas profundas ..	217
Figura XI Sistema submarino para intervenir pozo sin riser o Riser Less Well Intervention system (RLWI).....	220
Figura XII Ejemplo de embarcación multi propósito para intervenciones a pozos.....	221
Figura XIII Ejemplo de ROV para intervenciones a pozos	222
Figura XIV Ejemplo de una Intervención a los pozos sin Riser (Riser Less Well Intervention RLWI)	222
Figura XV Equipo submarino para reparaciones mayores conectado a VXT	224

Lista de tablas

Tabla 1.1 Principales campos en aguas profundas	3
Tabla 1.2 Nivel de System Integration Level (SIL)	15
Tabla 2.1 Características de funcionalidad del árbol submarino	22
Tabla 3.1 Componentes del árbol submarino	30
Tabla 3.2 Componentes de un árbol submarino horizontal	32
Tabla 3.3 Tipos de embarcaciones e intervenciones para pozos en AP y UAP	42
Tabla 4.1 Tirantes de agua para desarrollos submarinos	53
Tabla 4.2 Tipos de árboles submarinos para desarrollo de campos en AS, AP y UAP	55
Tabla 4.3 Infraestructura para el desarrollo de campos petroleros	83
Tabla 4.4 Desglose de gastos de intervención (CAPEX en dólares) para el desarrollo de campos en AP y UAP	98
Tabla 5.1 Rango de presiones de trabajo	137
Tabla 5.2 Rangos de temperatura de trabajo	138
Tabla 5.3 Requerimientos mínimos del material	138
Tabla 5.4 Nivel de corrosión	139
Tabla 5.5 Clasificación de metales por ACE para CO2	140
Tabla 5.6 Requerimientos de prueba del equipo	142
Tabla 5.7 Nivel de requerimiento	142
Tabla 6.1 Propiedades de fluidos producidos en Perdido	196
Tabla I.I Acrónimos	211

Acrónimos

Acrónimo	Significado en inglés	Significado en español
AS, AP y UAP	Shallow water, Deepwater, Ultra Deepwater	Aguas someras, Aguas Profundas y Aguas Ultra profundas (SW, DW, UDW)
ARMS	Atmospheric Roving Manipulator System	Campana de buceo
BOD	Basis of design	Bases de diseño
BOP	Blow Out Preventer	Preventor
CAPEX	Capital Expenditures	Gastos de inversión
CLS	Completion Landing String	Landing String para terminación de pozo (no es sarta de aterrizaje, no existe esto)
DDCV	Deep Draft Caisson Vessel	Equipo flotante semi sumergible cilíndrico
DDS	Deep Draft Semi	Equipo flotante semi sumergible cilíndrico
DHPT	Downhole Pressure and Temperature Transducers o Transmitters	Sensores de presión y temperatura de fondo
DHSV	Downhole Safety Valve	Válvula de seguridad de fondo de pozo
DP	Dynamic Positioning System	Sistema de posicionamiento dinámico
DST	Drill Stem Testing	Prueba de formación con aparejo de perforación
DVA	Direct Vertical Access	Sistema Acceso Vertical al pozo
EDS	Emergency Disconnect System	Sistema de desconexión por emergencia
EQD	Emergency Quick Disconnect	Sistema de desconexión rápida por emergencias
FAT	Factory Acceptance Testing	Pruebas de aceptación en fabrica
FDPSO	Floating Drilling, Production, Storage and Offloading System	Equipo flotante con sistema de producción, almacenamiento y descarga y con equipo de perforación /reparación de pozos
FEED	Front End Engineering Design	Ingeniería conceptual y básica
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas Vessel	Barco con Sistema de licuefacción de gas natural
FEL	Front-end Loading	
FL	Flying Leads	
FMECA	Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis	Análisis de modos de falla, efectos y criticidad
FPDU	Floating, Production, Drilling Unit	Unidad Flotante de Producción con equipo de perforación permanente

FPS	Floating Production System	Sistema flotante de producción
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading Vessel	Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga
FPU	Floating Process Uni.	Equipo flotante de proceso o equipo flotante de producción.
FSR	Free Standig Riser	Riser Vertical con elemento flotante
GLCC	Vertical Gas-Liquid Cylindrical Cyclonic	Separador cilíndrico vertical de gas-liquido
HP	High Pressure	Alta Presión
HST	Horizontal Subsea Tree	Árbol submarino horizontal
HXT	Horizontal Christmas Tree	Árbol submarino horizontal
HUP		
ID	Inside Diameter	Diámetro interno
IEC	International Electrotechnical Commision	Comisión Eléctrica Internacional
ITC	Internal Tree Cap	Capucha protectora interna del XT
IWOCS	Intervention Workover Control System	Sistema de control para intervención a pozos
LACS	Lay Away Connections System	Sistema Remoto de conexión
LMRP	Lower Marine Riser Package	Riser de perforación
LP	Low Pressure	Baja Presión
LRMP	Lower Marine Riser Package	Riser de perforación y su sistema de desconexión por emergencia.
MBoe/día o MBpce/d	Miles barrels oil equivalent per day	Miles de barriles de petróleo crudo equivalente por día
MFM	Multiphase flow meter	Medidor de flujo multifásico
MiniDOC	Cross between a semisubmersible and a truss spar	Equipo flotante semi sumergile cilíndrico
MODU	Mobil Offshore Drilling Unit	Unidad Mobile de perforación costa fuera
MPSV	Multipurpose service vessel	Barco de intervención a pozos o barco multipropósito.
MTM	Metal to Metal Sealing	Sellos metal a metal
OD	Outside Diameter	Diámetro externo
OPEX	Operational Expenditures	Gastos de operación
PAE o JUDR	Jack-Up Drilling Rig	Plataforma autoelevable de perforación de pozos.
PCV	Production Choke Valve	Estrangulador submarino
PFD		
PIP	Pipe in Pipe	Tubería de producción dentro del riser de producción
PMV	Production Master Valve	Válvula Maestra de Producción

PWV	Production Wing Valve	Válvula de ala o válvula lateral de producción
RAM	Reliability, Availability and Maintainability	Confiabilidad, disponibilidad y capacidad de recibir mantenimiento.
RCM	Riser Control Module	Módulo de control submarino del SCLSS
ROV	Remotely Operated Vehicle	Minisubmarino de control remoto
RPM	Retrievable Process Module	Módulo de Producción Recuperable
RT	Running Tool	Herramienta para correr o introducir equipo
Scf	Standar cubic feet	Pies cúbicos estándar
SCLSS	Subsea Completion Landing String System	Sistema Submarino de Control para terminación de pozos con su sistema de desconexión por emergencia.
SCM	Subsea Control Module	Módulo de Control Submarino
SCSSV	Surface Controlled Sub Safety Valve	Válvula de tormenta o válvula de cierre de fondo de pozo.
SCSSV	Surface-Controlled Subsurface Safety Valve	Válvula de tormenta o válvula de seguridad de fondo de pozo controlada desde la superficie
SCT	Standard Configuration Tree	Árbol Submarino Estándar
Semi-FPU	Semi-Submersible Floating Production Unit	Plataforma semi sumergible de producción.
SIL	System Integration Level (SIL)	Nivel de integración de sistema
SIT	System integration Testing	Pruebas de Integración de los sistemas
SPCS	Subsea Production Control System	Sistema submarino de control de la producción
SS	Subsea System	Sistema Submarino
SFF	Safe Failure Fraction	Índice de Fallo Seguro
RRF	Risk Reduction Factor	Factor de reducción del riesgo
PFD	Probability of Failure on Demand	Probabilidad de falla al operar
SSBOP	Subsea Blow out preventor	Preventores Submarinos
SSTB	Subsea Tieback	Tubería submarina que permite el transporte de hidrocarburos desde el campo/yacimiento marino hasta la planta de separación o batería de separación
SSV	Surface Safety Valves	Válvula de seguridad de superficie
SUTA	Subsea Umbilical Termination Assembly	Estructura Submarina Terminal del Umbilical Principal
SXT	Subsea Christmas Tree	Árbol submarino de producción
TAB	Temporary Abandonment Base	Base Temporal

TDC	Tree Debris Cap	Capucha del XT para evitar entrada de desechos
TH	Tubing Hanger	Colgador de tubería de producción
THOJ	Tubing Hanger Orientation Joint	Dispositivo de alineación del TH
THRT	Tubing Hanger Running Tool	Herramienta para correr el TH
THS	VXT - Tubing Head Spool	Carrete cabezal de producción del VXT
TLP	Tension Leg Platform	Plataforma de patas tensadas
TLMS	Taut Leg Mooring System	Sistema de amarre de patas tensas
TP	Production tubing	Tubería de producción
TTR	Top Tensioned Riser	Riser vertical de producción
USV	Underwater Safety Valves	Válvula de seguridad submarina
VST	Vertical Subsea Tree	Árbol submarino vertical
VXT	Vertical Christmas Tree	Árbol submarino Vertical
WFLJ	Well Flowline Jumper	Línea de escurrimiento de producción
WOCS	Workover Control System	Sistema de control para intervenir pozos
XOV	Crossover valves	Válvula de seccionamiento

1 Breve historia de la evolución de los árboles submarinos

1.1 Antecedentes

En los últimos años, el consumo de aceite y gas ha aumentado. En 2018, el consumo diario a nivel global fue de 9,882 millones de barriles según los datos de la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Un resultado del aumento en el consumo de energéticos es la búsqueda y desarrollo de nuevos yacimientos para satisfacer la demanda del consumo de energéticos. Por lo que, en México, como en otras regiones petroleras se están identificando, explorando y se desarrollan algunos proyectos marinos con reservas considerables en campos con tirantes de agua mayores a 500 metros. [2]

Al año 2018, los recursos prospectivos en aguas profundas en el Golfo de México, se estiman en 27,835 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MM bpce). Las provincias geológicas en Aguas Profundas del Golfo de México, se considera el Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina. La primera se encuentra frente a las costas de Tamaulipas, la segunda frente al litoral del estado de Tamaulipas y al norte de Veracruz y la última, frente al litoral de los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche. [3] Con el desarrollo de este tipo de campos, México se coloca a la par con países como Estados Unidos, Noruega, Brasil y China en el desarrollo en aguas profundas. [4]

Con la Reforma energética implementada a finales de 2015, en las rondas 1.4 y 2.4, se adjudicaron contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas. Por lo que se espera aumentar las reservas, tener mayor inversión en proyectos petroleros, aumento en las exportaciones y en la infraestructura, así como beneficios en la política exterior y comercial. Además, con lo anterior, se mejora la industria de servicios petroleros al adquirir y desarrollar tecnología y capacidades a nivel nacional y local.

Los principales desafíos para el desarrollo de proyectos submarinos es la rentabilidad del proyecto, la tecnología disponible para soportar las condiciones extremas de presión y temperatura, la infraestructura para llevar el aceite a las instalaciones marinas a varios kilómetros de la costa hasta las instalaciones terrestres. Se ha trabajado en dichas regiones para estudiar y comprender mejor las características geológicas de la región, actualizar el potencial, reducir la incertidumbre y aumentar la probabilidad de éxito de pozos perforados.

Así mismo, se requiere de grandes inversiones y la participación de varias empresas para sumar esfuerzos para lograr el desarrollo de los campos. Dentro de la planeación del desarrollo de los proyectos, se considera el aspecto técnico combinado con el aspecto económico para reducir costos y ser más rentable el proyecto. El diseño y selección de los equipos, como árbol de producción puede intervenir en la rentabilidad del proyecto debido a las características que debe tener para satisfacer las necesidades del pozo y del campo en cuestión.

1.2 Desarrollo de otros proyectos

En los últimos años se han hecho grandes descubrimientos de campo de aceite y gas, que superan los 500 metros de profundidad. Se han explorado las cuencas para valorar los prospectos y convertirlos en reservas, donde se encuentran los grandes yacimientos: Golfo de México, Brasil, Nigeria y recientemente China. Los principales campos en aguas profundas se muestran en la **tabla 1.1**.

Tabla 1.1 Principales campos en aguas profundas

S/N	Campo	Año de descubrimiento	País	Cuenca	Profundidad	Reservas (x10 ⁶ ton)
1	Libra	2010	Brasil	Santos	>2000	1187-1910
2	Lula	2006	Brasil	Santos	2126	974
3	Franco	2010	Brasil	Santos	>2000	917
4	Julia	2007	USA	Golfo de México	2160	819
5	Mad dog	1988	USA	Golfo de México	1342	546
6	Roncador	1996	Brasil	Campos	1900	433
7	Marlim Sul	1987	Brasil	Campos	1912	424
8	Marlim	1985	Brasil	Campos	853	393
9	Iara	2008	Brasil	Santos	2230	322
10	Jupiter	2008	Brasil	Santos	2187	304
11	Sapinhua	2008	Brasil	Santos	2153	286
12	Jubarte	2001	Brasil	Campos	1245	288
13	Stones	2005	USA	Golfo de México	2896	>273
14	Kizomba	1997	Angola	Lower Congo	1349	273
15	Cernambi	2009	Brasil	Santos	Deepwater	266
16	6507/7/2 Heidrun	1985	Norway	Norway Sea	351	206
17	Carcara	2012	Brasil	Santos	Deepwater	191
18	Carioca	2007	Brasil	Santos	Deepwater	151
19	Albacora	1984	Brasil	Campos	1000	138
20	Crazy Horse	1999	USA	Golfo de México	1800	136

Nota. La tabla se muestran los veinte campos en aguas profundas más importantes. [5]

1.2.1 Golfo de México

En el Golfo de México, frente a las costas de Estados Unidos, es una de las zonas de mayor importancia además de las actividades de exploración y explotación de campos en aguas profundas. En 1975, se tiene el primer campo en aguas profundas con el descubrimiento de Cognac, en el Cañón del Mississippi a una profundidad de 313 metros. [5] [6] Posteriormente, se desarrollaron proyectos como Tahoe, Rocky, Popeye y Mars durante la década de los años 1990. [7] Estos se consideran la primera generación de proyectos con el principal objetivo de construir los primeros sistemas submarinos. El éxito obtenido en los desarrollos submarinos demostró la viabilidad de la tecnología y dió pauta para el desarrollo de las siguientes generaciones. Actualmente, se considera que la mayor parte de la producción de aceite y gas, proviene de aguas profundas.

1.2.2 América del sur

En América del Sur se tiene a Brasil con las mayores reservas en hidrocarburos, después de Venezuela. En la década de los ochenta, se tuvieron grandes descubrimientos en la cuenca Santos, de carbonatos lacustres de pre - sal seguido de la cuenca Campos. Petrobras junto con Shell, BP y Exxon desarrollaron los campos donde se estiman reservas más grandes que en el Golfo de México. Algunos de los campos más importantes se encuentran Marlim, Lula, Albacora. [8] [9]

1.2.3 En África occidental

Otra de las cuencas más importantes es la Cuenca de Delta de Nigeria: los principales campos son: Bogan, Akpo, Bosi y Zafiro que producen de la formación Agbada que consisten en areniscas.

Bonga es el primer proyecto en aguas profundas en Nigeria, con un contrato de producción compartida Esso (20%), NAE Nigerian Agip Exploration Ltd. (12,5%) y Elf Petroleum Nigeria Ltd. (12,5%). Se encuentra a profundidades mayores a los 1,000 metros. El 5 de agosto de 2014 inicio la producción de petróleo en el pozo de desarrollo en aguas profundas de Bonga North West que produce 40,000 barriles de petróleo equivalente por día. [10] El campo cuenta con 16 pozos submarinos de producción e inyección de agua. La producción fluye a través de un buque flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) con capacidad de almacenamiento de 2 millones de barriles. [11]

1.2.4 Pacífico occidental

En la década de 1970, China inició el desarrollo de campos de aceite y gas. Los campos se encuentran en el mar del sur de China (South China Sea, SCS): Bohai, SCS Oeste, SCS Este y Mar Este de China o East China Sea (ECS). Se encuentran a una profundidad que va desde los 300 a 1500 metros de profundidad. La mayoría de los campos submarinos en aguas profundas se desarrollan en la cuenca de Pearl River Mouth (PRM) Actualmente se encuentra desarrollando proyectos de gas como Liwan 3-1 y Lingshui 17-2, en profundidades cercanas a los 1,500 metros. Se considera que las reservas de gas natural en aguas profundas son significativas. [12]

1.3 Los primeros arboles submarinos

El árbol de válvulas o también llamado Christmas Tree o su acrónimo en inglés XT, tiene sus orígenes en 1901 en la región de Spindletop, en Texas, donde se desarrolló un sistema de válvula para controlar el flujo de un pozo que durante diez días se mantuvo fluyendo. Anthony F. Lucas instaló dicho sistema de válvulas y tuberías en la cabeza del pozo con el cual logró contener, controlar y regular el flujo de aceite. [13] Este primer árbol, las válvulas se acomodaron en “T”, la primera válvula de 8 pulgadas se colocó en la tubería vertical y una de 6 pulgadas en la tubería horizontal. Primero se cerró la válvula de 8 y posteriormente la de 6. Una vez conformado este sistema fue replicado para considerarse como medida para continuar con el desarrollo del pozo. [14]

En la década de 1950 se inició el desarrollo de árboles submarinos o Subsea Tree para poder explorar y explotar posibles reservas de hidrocarburos. El primer árbol submarino se instaló en 1961 en el golfo de México desde entonces los árboles submarinos, así como los sistemas de recolección y sistemas de control de la producción han cambiado drásticamente, pero la funcionalidad del árbol es básicamente la misma: controlar la presión y el gasto de hidrocarburos provenientes del yacimiento y permitir la inyección de fluidos en el pozo.

El desarrollo de proyectos en aguas cada vez más profundas ha obligado a mejorar los diseños previos de los árboles submarinos para soportar las altas presiones y las adversidades del ambiente al que estará trabajando. En los años 1960, el desarrollo de tecnología para implementar en proyectos submarinos era precaria. Los controles remotos eran sistemas hidráulicos simples. La mayor profundidad a la que se encontraban las plataformas era de 91 metros la profundidad de perforación era de 182 metros.

Los proyectos con pozos submarinos eran considerados como último recurso, debido a los altos costos y al equipo que se requería. El desarrollo de proyectos, las opciones llegaron a ser económicamente viables, el desarrollo de habilidades en el personal, así como en el conocimiento y experiencia en el desarrollo de campos submarinos permitió el desarrollo de dichos campos y explorar nuevos, por lo tanto, desarrollar más proyectos a mayores profundidades

En los años siguientes conforme se desarrollaron proyectos, se buscó disminuir los tiempos requeridos para la instalación y costos. Además, se implementó la homogenización o estandarización de los equipos para reutilizar en otros proyectos y el intercambio entre los componentes.

En la década de los años 80, Brasil desarrolló tecnología para desarrollar campos submarinos como Basin, Marlim y Albacora. El primer árbol que instalaron fue en 1979 a una profundidad de 189 metros, posteriormente, en 1984 se instaló a 307 metros que utilizó un sistema de conexión de control remoto, es decir, se conectó una tubería de recolección u oleoducto submarino desde el pozo a una instalación de producción alejada. Mientras más profundo se llegaba, se requería desarrollar un sistema de conexión sin buzos ya que solo podían llegar a una profundidad máxima de 300 metros. Por lo que se desarrolló el sistema de conexión llamado sistema remoto de conexión o Lay Away Connections System (LACS). [15]

Por otra parte, la implementación del Tubing Spool, componente que se agregó para permitir la terminación de los pozos con cabezales dañados en el área de sellado metal a metal, además proporcionó una base para el mandril, además proporcionó un nuevo modelo para el colgador de tubería de producción o Tubing Hanger (TH) y una hélice de orientación. [7]

Algunas características de las primeras generaciones de árboles submarinos sin líneas guía o Guidelineless XT fueron: [7]

- Herramientas con desconexión rápida y liberación por alto ángulo.
- Desconexión rápida y liberación del XT.
- Fácil instalación del aparejo de producción con su TH sin necesidad de bajar el XT.
- Dos líneas guía de control independientes.
- TH con preparación para instalar medidores de temperatura y presión.
- Uso de una sola válvula maestra de producción y la implementación de una válvula lateral o de ala.
- Tapa o capucha protectora o Tree Cap (TC) de alta presión.
- Sistema secundario de desconexión mecánica en caso de falla del sistema hidráulico.

- Puerto de inyección de químicos después del XT.
- Panel de intervención del ROV en el XT.

La primera generación de árboles sin línea guía se instalaron en el campo Marlim durante 1991 y 1992, utilizando barcos perforadores con posicionamiento dinámico (DP).

Los árboles submarinos sin línea pueden ser clasificados de acuerdo a la evolución del sistema de conexión. La primera generación contaba con un sistema de Lay Away (LACS) que establece una buena conexión hidráulica y eléctrica. El equipo era probado antes de instalarse. Las líneas de flujo se establecieron desde un barco a la plataforma y luego al árbol. El árbol era bajado hasta el Tubing Spool y se conectaba y anclaba al cabezal submarino de forma remota vía hidráulica y eléctrica.

La segunda generación se conoce por la conexión vertical introducida en 1994. Este sistema de conexión utilizaba una base temporal o Temporary Abandonment Base (TAB) que estaba diseñado como un prototipo de Tubing Spool en la sección superior a la que se conectaba la línea de escurrimiento de producción. Este sistema proporcionó una conexión confiable además de permitir un buen grado de independencia en las operaciones de terminación y de las líneas flujo. [7]

Para desarrollar la tercera generación de árboles submarinos, se consideraron algunas problemáticas presentadas en las generaciones anteriores. Se diseñaron durante 1996, al año siguiente se instaló el primer árbol de esta generación a una profundidad de 880 metros. Estos árboles se les conoce por la conexión vertical directa. Se eliminó el Temporary Abandonment Base y se colocó en el Tubing Spool. De igual forma, para este diseño se consideraron dos modificaciones importantes, espacios para introducir diablos de limpieza además de reforzar las líneas de flujo debido a los esfuerzos a los que son sometidos al incrementar la profundidad a las que van a ser colocados. [15]

La cuarta generación, se conoce como la conexión vertical independiente, la cual permitió instalar el XT y líneas de escurrimiento o de producción de forma independiente; de ser requerido, se puede retirar las líneas independientemente del árbol. Las líneas escurrimiento o de producción que actualmente son llamadas Well Flowline Jumpers (WFLJ) (véase en 3.4.3) se conectan al Tubing Spool cuando el XT

lo lleva o se conectan directamente a la conexión del XT llamada HUB dependiendo de la configuración del XT (ver punto 3.1 Configuración de árboles submarinos). Este tipo de terminación se utilizó a partir de 1999. [7]

Este documento desarrollará XT de cuarta generación en donde existen diferentes configuraciones, uso de energía para su operación, tirante de agua, diseños específicos, funciones que deben cumplir y aplicaciones para reparaciones posteriores de los pozos.

1.4 Desarrollo de otros componentes

1.4.1 Mini submarino de control remoto o Remotely Operated Vehicle, ROV

Inicialmente la tecnología submarina que se tenía se instalaba a poca profundidad por lo que un buzo podía apoyar en la instalación o en operaciones que se requerían. La campana de buceo Atmospheric Roving Manipulator System (ARMS), se puede ver en la **figura 1.1**, desarrollada por Oceaneering International en colaboración con General Electric Company (GE) en 1974, estaba equipado con luces, cámaras y brazos manipuladores. El sistema de brazo de GE tenía un alcance de 1,6 metros, carga nominal de 29,5 kg y funcionaba a una profundidad de 1,829 metros. Posteriormente, se desarrolló el WASP, se puede observar en la **figura 1.2**, es un traje de buceo blindado, sin piernas con movilidad limitada. El WASP tiene una capacidad para sumergirse hasta 610 metros y se utilizó a partir de 1978. La unidad está equipada con propulsores giratorios recibía energía para sus propulsores a través de una superficie umbilical. [16]

Figura 1.1 ARMS 1 Atmospheric Roving Manipulator System



[17]

El desarrollo de cámaras o cabinas tripuladas por hombres. Dejó de ser rentable por los altos costos al aumentar la profundidad a la que debían bajar y la seguridad de los hombres que bajaban en las cabinas por lo que se buscó remplazar a los buzos con equipos que puedan soportar la presión y los esfuerzos. Los nuevos diseños no tripulados equipados con cámaras surgieron a finales de la década de los años 1970, con el desarrollo del mini submarino de control remoto o Remotely Operated Vehicle (ROV). Este equipo estaba equipado con propulsores, luces, controles, propulsión electrohidráulicos y brazos manipuladores. [16]

Figura 1.2 WASP Atmospheric Diving Suit – Graham Hawkes (British)

[18]



Actualmente el ROV está disponible en la mayoría de los proyectos en agua profundas y cuenta con un mejor sistema de comunicación, cuentan con herramientas especiales para realizar trabajos de instalación, resolución de problemas y operaciones, mantenimiento de equipos.

1.4.2 Sistema de control

Dentro del desarrollo de los árboles submarinos, se consideró el desarrollo de su sistema de control, el cual inició el desarrollo de los controles hidráulicos. El primero fue un sistema de control hidráulico directo con una línea de control por XT. Después se implementó el uso de diferentes líneas las cuales eran controladas con el mismo sistema de control con lo que se podían operar varios XT y sus funciones básicas de medición en fondo de pozo. El fluido que utilizaba para controlar los XT era un aceite hidráulico base agua al igual que para sistemas de control de pozo BOP (Blow

Out Preventer) durante a perforación. Posteriormente se desarrolló del control electrohidráulico se inició en la década de los años 1950, se utilizaron conectores submarinos de la Marina de EE.UU. Exxon, contrató a TRW Systems con quien desarrolló un sistema electrohidráulico confiable. Este sistema es la base de los sistemas modernos utilizados actualmente. [16]

1.4.3 Sensores

Para el desarrollo de las operaciones y monitoreo de las condiciones de presión y temperatura en las que se encuentra el pozo, se requiere el uso de sensores eléctricos. Inicialmente estos equipos perdían su calibración y los cables eléctricos eran difíciles de instalar. Los avances de la tecnología proporcionan una mejor medición por lo que son más confiables. Actualmente se instalan sensores de presión y temperatura en fondo pozo muy confiables y de larga duración.

1.4.4 Umbilicales

Otro de los componentes importantes es el sistema de umbilicales que permiten la transmisión de fluido de control y/o corriente eléctrica para el desarrollo y control de pozos submarinos y del equipo submarino de recolección y transporte. Esta línea de acero hueca tipo manguera flexible, permiten el suministro de químicos, cables de comunicación de los sistemas. Inicialmente presentaron problemas para soportar altas presiones y un rápido deterioro. Los primeros sistemas de umbilicales fueron hechos de polímero, tenían una resistencia limitada que con el paso del tiempo relativamente corto se deterioraron.

Actualmente se utilizan una manguera flexible hechas de polímero de alta resistencia denominadas Flying Leads (FL) que permiten la conexión hidráulica, eléctrica y vía cable óptico desde los equipos submarinos de control hasta el XT, ver **figura 1.3.** [16]

Figura 1.3 Power umbilical



[19]

1.5 Definiciones

Análisis RAM. Un análisis RAM (Reliability – Availability – Maintainability) estudia tres parámetros esenciales para el desempeño de un proceso: la confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad de los distintos equipos que forman parte del sistema. El objetivo principal es optimizar el rendimiento del mismo, minimizar la pérdida de producción debida a fallos (seguros como peligrosos), requerimientos de mantenimiento e inspección, también identificar los equipos más críticos para el funcionamiento óptimo del proceso.

Aseguramiento de flujo. Es el proceso de análisis de la ingeniería que asegura o garantiza que los hidrocarburos sean transportados a través del sistema de producción de una manera segura y económica desde el yacimiento hasta los puntos de exportación, en un entorno determinado durante el tiempo de vida de un proyecto.

FEED quiere decir Front End Engineering Design, en México se conoce como ingeniería básica, diseño que se realiza a partir de la Ingeniería Conceptual del proyecto. La ingeniería básica o FEED, se define como la fase del proyecto en la cual

se produce documentación del proceso y de la ingeniería asociada de suficiente calidad y profundidad, para definir adecuadamente los equipos submarinos, ductos, plataformas, pozos y demás especificaciones para las fases de ingeniería de detalle, procura y construcción de las instalaciones del proyecto. Esta fase suele representar aproximadamente el 15% de los costos de un proyecto de ingeniería. [20] Esta fase vital del proyecto se utiliza normalmente para apoyar la decisión de inversión y dar inicio al desarrollo físico de un proyecto. Al final del estudio se obtienen los siguientes documentos: Bases de diseño del proyecto, diagramas de flujo del proceso o PFD's, diagramas de tubería e instrumentación o P&ID's, hojas de datos y especificaciones de los equipos principales, hojas de datos de instrumentos y válvulas, diagramas de arreglos generales para los equipos y líneas principales, estimación de costos y programación nivel 3 de proyectos, estudios de HAZOP/HAZID/SIL/LOPA, plan de ejecución de proyectos, plan de HSE, registro de riesgos y planes de contingencia, entre otros. [21]

FEL: se refiere al proceso metodológico que permite a la empresa determinar paso a paso y mediante evaluaciones al final de cada etapa, la viabilidad del proyecto. Son tres los procesos básicos o etapas que contempla este método: Identificación de oportunidades, selección de la mejor alternativa, definición del proyecto.

Funcionalidad del árbol submarino. Son los requerimientos básicos que todo equipo submarino debe cumplir para desempeñar las actividades para las que fue diseñado. La funcionalidad del árbol submarino se detalla en las especificaciones funcionales que sirven de base para emitir las especificaciones técnicas para su diseño y manufactura.

Mantenibilidad: Es la capacidad que tienen un equipo, sistema o herramienta de poder ejecutar los procesos operativos de mantenimiento.

Operación del árbol submarino. Son los mecanismos internos del árbol submarino que le permiten operar los accesorios de fondo de pozo del aparejo de producción, los equipos periféricos conectados al XT y todas las válvulas del propio XT, con objetivo de controlar el flujo de hidrocarburos proveniente del fondo de pozo, inyectar productos químicos al fondo del pozo, enviar y recibir datos tanto de fondo de pozo como del sistema de control y controlar el flujo del pozo ya sea estrangulándolo o

cerrando el pozo en caso de operaciones de emergencia u operaciones programadas. Para pozos inyectoros la definición aplica también para inyección de agua o gas.

Sistema de desconexión por emergencia o Emergency Disconnect System/Sequence (EDS), desconecta la plataforma del pozo en caso de una emergencia. El EDS está diseñado para activar automáticamente el cierre de válvulas del BOP, matar y estrangular. El EDS puede ser un subsistema de los módulos de control del BOP.

Sistema submarino. Son todos los equipos submarinos, estructuras, umbilicales, oleoductos, gasoductos, instalaciones de proceso, separación y generación que fueron instalados en el fondo marino y permiten la explotación de un campo o yacimiento en cualquier tirante de agua.

SPAR. Una plataforma tipo SPAR que algunos nombran: Single Point Anchor Reservoir, no tiene una traducción al español de acuerdo a su uso.

System Integration Level (SIL) o niveles de integridad del sistema, se define como un nivel relativo de reducción del riesgo que provee una función de seguridad o un sistema diseñado para proveer algún tipo de seguridad sobre sistemas en operación. [22] En los estándares de seguridad europeos se definen 4 SILs, siendo el nivel 4 el más severo y 1 el más bajo. El SIL se determina a partir de un número de factores cuantitativos en combinación con factores cualitativos como el proceso de desarrollo y la gestión del ciclo de vida de la seguridad. Para que un dispositivo o sistema sea certificado dentro de una categoría de SIL, debe cumplir con: integridad de seguridad del hardware e integridad de seguridad del sistema. Los requisitos del SIL para ubicarlo en alguna categoría analizan la integridad de seguridad de hardware y están basados en análisis probabilísticos de falla del dispositivo. Para conseguir un de SIL, el dispositivo debe cumplir, para lo que fue diseñado, la máxima probabilidad de fallo catastrófico y para un Índice de Fallo Seguro o Safe Failure Fraction (SFF) mínimo. El concepto de ‘fallo catastrófico’ debe definirse de forma rigurosa para el sistema en cuestión, normalmente en forma de requisitos funcionales, cuya integración es verificado a lo largo del desarrollo del sistema. Cada equipo y sistema tiene su diseño y su funcionalidad, lo que obliga a calcular la probabilidad de fallo bajo demanda, a su vez, depende de la complejidad del dispositivo y los tipos de

redundancia utilizada. La probabilidad de falla al operar o Probability of Failure on Demand (PFD) y el factor de reducción del riesgo o Risk Reduction Factor (RRF) para diferentes SILs queda definido por IEC EN 61508 como sigue:

Tabla 1.2 Nivel de System Integration Level (SIL)

SIL	PFD	PFD (corriente)	RRF
1	0.1 – 0.01	$10^{-1} – 10^{-2}$	10 – 100
2	0.01 – 0.001	$10^{-2} – 10^{-3}$	100 – 1,000
3	0.00 – 0.0001	$10^{-3} – 10^{-4}$	1,000 – 10,000
4	0.0001 – 0.00001	$10^{-4} – 10^{-5}$	10,000 – 100,000

[22]

Taut Leg Mooring System o Sistema de amarre de patas tensas. Este es un sistema de amarre de patas tensas, las líneas de amarre pretensadas llegan bajo cierto ángulo al fondo marino. El ángulo entre la línea y el fondo marino está entre 30 y 40 grados. Los puntos de anclaje en un sistema de amarre de patas tensas tienen que ser capaces de soportar fuerzas horizontales y verticales. En un amarre de patas tensas, las fuerzas de restauración que mantienen la penetración son generadas por la elasticidad de la línea de amarre.

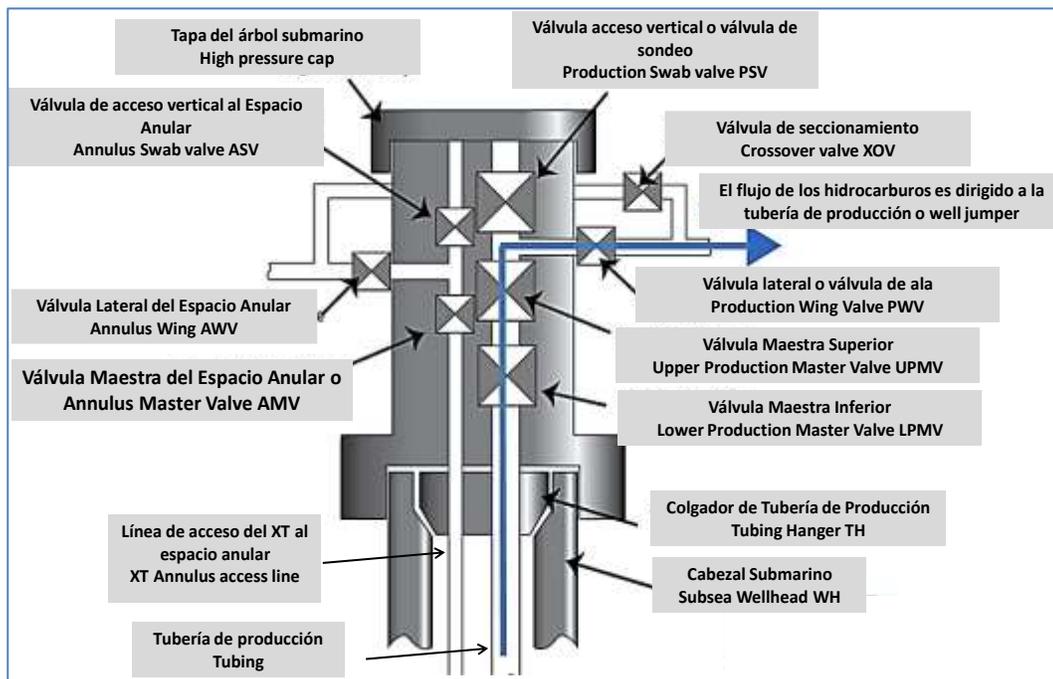
2 Diseño funcional y operativo de los árboles submarinos

2.1 Definición de árbol submarino

El árbol submarino es uno de los equipos más importantes del sistema submarino en el desarrollo de producción. También es conocido como Christmas Tree, cross tree, Xmas Tree (XT) o árbol de producción. Este conjunto de válvulas apiladas, se coloca en el cabezal para ser la interfaz entre el pozo y las instalaciones de producción. Las válvulas son utilizadas para probar, controlar y regular la corriente de aceite y gas producidos. [23]

El conjunto de válvulas que se utilizan son válvulas maestras, válvulas laterales, válvulas para descarga de la presión dentro del árbol, spools y conexiones especiales como se muestra en la **figura 2.1**. Es un equipo que se instala en el cabezal del pozo para permitir y regular los fluidos provenientes de la formación. [24]

Figura2.1 Elementos que componen el árbol submarino



[25]

Por lo tanto, un árbol de producción submarino es un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y accesorios las cuales son accionadas por señales eléctricas o hidráulicas o mediante un ROV. Este conjunto permite controlar en superficie el flujo de hidrocarburos proveniente del fondo del pozo. De igual forma, permite colgar tuberías de revestimiento, de producción y colocar válvulas para acceso y regular el flujo de los fluidos producidos. Además de permitir la intervención, o inyección de agua o químicos.

El árbol de producción forma parte del sistema submarino en el desarrollo de yacimientos en aguas someras, aguas intermedias, aguas profundas y ultra profundas. Para diseñar este equipo se requiere de varios factores.

2.2 Requerimientos funcionales

La función principal del árbol submarino es controlar el flujo de hidrocarburos provenientes del yacimiento que circulan hacia la superficie a través del aparejo de producción.

Tanto el árbol submarino como el Tubing Hanger (TH) o colgador de tubería, permiten el control del pozo durante la terminación superior en aguas profundas tanto en pozos exploratorios como de desarrollo mediante la interface submarina del Completion Landing String (CLS). Este sistema permite introducir el aparejo de producción en forma segura y la desconexión por emergencia de riser de terminación o de perforación en caso de emergencia. Una vez desconectada la plataforma, puede alejarse dejando el pozo cerrado y controlado, posteriormente, volver a conectar el riser para continuar con la operación.

Adicionalmente, el árbol submarino y el TH permiten diseñar terminaciones inteligentes, las cuales se utilizan para controlar diferentes intervalos productores durante la producción del pozo. También, permite la colocación de equipo de estranguladores de fondo y sensores de presión y temperatura entre otros.

Los árboles submarinos se diseñan a partir de los requerimientos funcionales y operativos descritos en la BOD de cada proyecto. Esto implica que cada árbol submarino requiere contar con una funcionalidad y operación, debe ser descritas para realizar el diseño. Los requerimientos funcionales de los XT difieren de las funciones

básicas específicas que el XT debe realizar. Con la definición de la funcionalidad de cada árbol, se diseña la parte física que al ser operada permita la ejecución de la funcionalidad.

Desde el punto de vista de la terminación del pozo y la operación durante la explotación del yacimiento, el diseño de este equipo toma en cuenta lo siguiente:

1. La funcionalidad de los accesorios instalados en el aparejo de producción, los cuales se instalan para mantener la producción y la inyección de químicos para aseguramiento de flujo desde el fondo del pozo hasta la primera etapa de producción.
2. Los requerimientos de equipos submarinos para conectarse del árbol al sistema submarino de control
3. Los requerimientos de operación del árbol submarino mediante el sistema submarino de control

El diseño del árbol submarino sigue normas estándares, algunas se mencionan a continuación:

- API 6A Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment
- API 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems – Subsea Wellhead and Tree Equipment
- API RP 17A, Design and Operation of Subsea Production systems – General Requirements and Recommendations
- API RP 17H, Remotely Operated Vehicle (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems
- API RP 17G, Design and Operation of Completion/Workover Riser
- ASME B31.1, Process Piping
- API 5L, Specification for Line Pipe
- ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- ASME BPVC VIII, Rules for Construction of Pressure Vessels - Division 1 and 2
- AWS D1.1, Structural Steel Welding Code
- DNV RP B401, Cathodic Protection Design

- NACE MR-0175, Petroleum and Natural Gas Industries – Materials for Use in H₂S-Containing -environments in Oil and Gas Production

Con la información de los requerimientos funcionales, se determinan las características físicas que debe tener un árbol submarino:

2.2.1 Entorno submarino para el diseño de XT.

Se deben tomar en cuenta datos de batimetría, geotécnicos y meta-oceánicos. [26]. Se consideran las condiciones de oleaje, corrientes oceánicas condiciones de presión, viento, temperatura, mecánica del suelo, entre otras. [27]

2.2.2 Tirante de agua.

Para aguas profundas el diseño debe incluir los mecanismos para poder ser operado en forma local mediante ROV.

2.2.3 Presión de diseño o presión máxima de trabajo.

Se incluirán los criterios de la carga de deformación remanente tal como está definido en API 6A/ISO -10423.

2.2.4 Pruebas de presión del árbol submarino.

La presión de trabajo será determinada por medio de pruebas hidrostáticas en las plantas de manufactura, hasta una presión máxima de 1.5 veces la presión de trabajo. Para los árboles de 15,000 psi su prueba de presión hidrostática será del mismo valor. Estas se realizan de acuerdo a las especificaciones de API 17D y API 6A. Además, se consideran otras fuentes de presión como la presión hidráulica de la SCSSV, presión de inyección de fluidos, presión en el espacio anular y presión externa, entre otras. [28]

2.2.5 Conexiones de las líneas de producción del XT.

El árbol submarino se orienta hacia el manifold de recolección submarina mediante el well jumper o línea del pozo. El sistema de conexiones especializadas se le llama Flowline-tie-in system. Las conexiones de las tuberías deben de tener un diseño estándar que permita su fabricación e instalación para una operación satisfactoria.

2.2.6 Compatibilidad de fluidos.

Los fluidos que se manejan en el sistema deberán ser compatibles con el material de los sellos metálicos y no metálicos, así como las válvulas y demás componentes deberán ser compatibles con todos los fluidos y materiales que estarán en contacto. [29] Los sellos no metálicos serán a prueba de explosión por descompresión (descompresión explosiva). Para determinar que aceros o aleaciones se requieren, se toma como referencia NACE MR0175, API SPEC 6A, acero inoxidable y revestimientos especiales. [30]

2.2.7 Integridad del árbol submarino.

Se debe contar por lo menos con dos barreras de sello metal a metal además de ser probados de forma remota en circuitos independientes a los circuitos de producción de hidrocarburos.

2.2.8 Máximo esfuerzo al pandeo o Bending Moment.

Para evitar una fatiga en el árbol submarino en los conectores superior e inferior del XT, se debe realizar un análisis del riser de perforación bajo las condiciones del peor escenario, donde se incluye el máximo pandeo que soporta el cabezal submarino, ambos conectores superior e inferior y el conector del riser, se supone el ángulo máximo generado por el riser de acuerdo al círculo operativo del equipo de perforación flotante.

2.2.9 Prueba de árbol una vez instalado en el pozo.

El sistema del árbol proporcionará un medio para probar de forma remota todas las interferencias de sello durante su vida útil de trabajo.

2.2.10 Protección del árbol durante su vida útil.

Deberá incluir protección apropiada durante las pruebas, embarque e instalación bajo los siguientes criterios:

- Barras tipo defensa para evitar impactos durante el manejo, transporte, embarque e instalación
- Equipos periféricos de monitoreo y control colocados en el exterior del XT serán fijados al árbol para evitar daños por la vibración. Se tienen especial

cuidado en los mecanismos destinados a control eléctrico del árbol submarino

- Protección para evitar daños por caída de objetos durante su instalación, operación e impactos del ROV

2.2.11 Integridad.

En caso de alguna falla, el árbol debe de seguir funcionando y no generar otras. Se prueban los equipos en situaciones reales y si es posible con las herramientas submarinas reales. Se prueba el rendimiento y en algunas acciones se someten a condiciones anormales que pueden ocurrir durante la operación con el propósito de describir los “márgenes del sistema” [28]

2.2.12 Análisis de falla.

Durante el diseño y vida útil del árbol, se deberá realizar análisis de causa y efecto de falla y criticidad o Failure Models, Effects, and Critical Analysis (FMECA).

2.2.13 Intercambiabilidad.

El diseño del árbol será modular y los ensambles de las válvulas serán intercambiables además de los colgadores de TP. Los estranguladores y módulos de control.

2.2.14 Transporte.

Todos los sistemas serán diseñados para manejo seguro en tierra y costa afuera.

2.2.15 Interfases con el ROV.

El árbol será diseñado para cumplir los requerimientos de intervención con el ROV. Además, deberá de contar con elementos estructurales, la configuración del árbol debe asegurar que sean adecuados para permitir su acercamiento, interconexión, operación y pruebas daño, incluyendo la accesibilidad del ROV a los paneles de interfases del XT y en caso de remplazo de algún accesorio, desconectar y volver a conectar. [30]

2.3 Requerimientos funcionales de diseño del XT

Un árbol submarino proporciona numerosas funciones adicionales. Los requerimientos funcionales de un árbol submarino son similares a los de un árbol de tierra o para aguas someras:

- Es un componente vital como barrera primaria que permite mantener la integridad del pozo. [31]
- Se conecta al cabezal submarino de alta presión que usualmente es llamado cabezal submarino de 18 ¾ de 10,000 psi de trabajo y conduce el flujo de hidrocarburos proveniente del fondo del pozo a través de una serie de válvulas a la línea de flujo.
- Está diseñado para contener y aislar el flujo del pozo y su presión
- Permite la instalación del estrangulador submarino el cual regula el gasto de producción
- Permite el acceso al pozo para realizar intervenciones sin necesidad de removerlo

[23] [32]

La funcionalidad del árbol submarino y del TH Permiten realizar las siguientes operaciones descritas en la **tabla 2.1**

Tabla 2.1 Características de funcionalidad del árbol submarino

Operación y funcionalidad	Característica física
Inyección	<ul style="list-style-type: none">• Inyección de químicos para el control de hidratos de gas, inhibidores de corrosión, incrustaciones orgánicas e inorgánicas.• Inyección de agua para el mantenimiento de la presión del yacimiento en pozos inyectoros.• Inyección de gas para bombeo neumático o gas lift.

Operación y funcionalidad	Característica física
Intervención a pozos	<ul style="list-style-type: none"> • Permite la conexión de equipo submarino para efectuar operaciones de reparación de pozos o cambios de equipos submarinos del mismo árbol como el SCM, cambio del estrangulador o cambio de Production Choke Valve (PCV). • Permite el desfogue controlado de la presión del espacio anular [31] como de diferentes espacios internos del árbol para las pruebas de presión y verificación de la correcta conexión y operación del propio árbol submarino y TH.
Monitoreo	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del flujo de hidrocarburos • Presión de inyección de químicos • Presión de control de equipo de fondo de pozo • Temperatura de pozo • Corrosión de los metales que están en contacto con los fluidos que contienen H₂S y CO₂ • Erosión de los materiales expuestos al flujo de arena • Detección de arena tanto por métodos acústicos como por desgaste del metal • Composición del flujo proveniente del pozo • Posición de todas las válvulas y PCV
Conducción de fluidos de pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Permite el control del flujo y presión de fluidos provenientes del fondo del pozo o fluidos inyectados.
Regulación de presiones y flujo del pozo	<ul style="list-style-type: none"> • Permite controlar, regular el gasto mediante el estrangulador de producción PCV
Seguridad	<ul style="list-style-type: none"> • De forma segura, detiene el flujo proveniente del fondo del pozo mediante la operación de válvulas de control que son operadas por SCM y/o umbilicales

[33]

2.4 Requerimientos operativos

Una vez definidos los requerimientos funcionales para el diseño del XT y TH los cuales están en función de los requerimientos del fondo de pozo, de funcionamiento de las herramientas del riser y el tiempo de instalación, se definen los requerimientos operativos para cumplir con la funcionalidad.

Los requerimientos operativos permiten tomar en cuenta factores adicionales que facilitan el diseño de los equipos de control, los cuales forman parte del mismo sistema submarino de control que permite la operación del árbol y del sistema submarino desde el cuarto de control, se ubica en el host de producción o unidad flotante de producción y almacenamiento Floating Process Unit (FPU). Los requerimientos operativos dependen de la operación de cada proyecto.

2.4.1 Monitoreo de fondo de pozo.

Capacidad del XT y TH para permitir el monitoreo de presión y temperatura de fondo del pozo, como el monitoreo triple. Para esta función se emplean tres sensores de presión y temperatura de fondo o Down Hole Pressure and Temperature (DHPT)

2.4.2 Control de corrosión y deposición orgánicas, inorgánicas e hidratos de gas

Capacidad del XT y del TH para permitir en fondo del pozo la inyección de inhibidores de incrustaciones, inhibidores de hidratos y metanol durante las diferentes etapas de producción del pozo (control, arranque, operación y cierre programado del pozo). Las válvulas de retención generalmente proporcionan en el punto de inyección en el árbol submarino. [28]

2.4.3 Diseño del XT y TH para el tipo de terminación del pozo de diseño

Los requerimientos operativos del XT y TH están en función del tipo de terminación de los pozos. Los que cuentan con aparejo inteligentes tienen requerimientos operativos diferentes a los pozos con terminaciones convencionales. Las terminaciones dobles selectivas o sencillas selectivas tienen por lo tanto requerimientos operativos diferentes. En las terminaciones inteligentes se requiere de tres o más líneas de control hidráulico tanto en el XT, TH y en el sistema submarino de control. El número de orificios en el árbol tiene como base el número

de sartas de producción que se tendrán en el pozo y se requiere acceso al espacio anular. [30]

2.4.4 Capacidad de cierre por emergencia bajo en el fondo marino.

Tanto en XT y TH deben ser diseñados para alojar las líneas de control de una válvula de tormenta o Surface Controlled Sub Safety Valve (SCSSV). El diseño y operación de la SCSSV impacta en forma directa el diseño y operación del XT y TH. Existen diferentes tipos de operación de este tipo de válvulas de seguridad de fondo de pozo y por lo tanto genera requerimientos especiales como en el TH árbol y sistema submarino de control.

2.4.5 Control y descarga del espacio anular.

Durante la operación del pozo, el control del espacio anular es necesario para evitar roturas de la tubería de revestimiento, colapso de aparejo de producción y/o desanclaje del empacador, por lo que la operación y control de la presión en el espacio anular es necesaria. El árbol submarino debe contar con la capacidad para ventear y medir la presión en el espacio anular en forma segura, controlada y que tenga los elementos para medir durante toda la vida útil del pozo. De la misma forma el árbol submarino debe contar con los medios para poder colocar sensores de presión y temperatura, corriente arriba de la válvula maestra del espacio anular.

2.4.6 Capacidad para controlar el gasto de producción.

El árbol submarino cuenta con una válvula de estrangulación de la producción o Production Choke Valve (PCV), el cual debe ser diseñado para las condiciones de flujo de cada pozo. Al igual que las SCSSV existen diferentes tipos de estranguladores submarinos por lo que el diseño específico del árbol submarino y la PCV obedecen a las condiciones específicas de diseño generado por los estudios del análisis nodal y aseguramiento de flujo para cada pozo.

2.4.7 Capacidad para monitorear las condiciones de flujo submarino.

El sistema de instrumentación y control con el que cuenta al árbol submarino, además de monitorear las condiciones de flujo tanto en el fondo de pozo como en el mismo árbol, contempla el monitoreo de la presión y temperatura corriente arriba y corriente abajo del estrangulador de producción o PCV, con objeto de monitorear

las condiciones de flujo y el comportamiento de los metales para verificar que operen dentro de los parámetros de diseño. De no ser así se requiere instalar aislamiento térmico en el cuerpo del árbol, así como antes y después del estrangulador de producción para mantener las condiciones originales de diseño y evitar falla de material.

2.4.8 Capacidad para inyectar inhibidores de hidratos de gas en el árbol submarino.

Las condiciones en donde operan los árboles submarinos presentan las condiciones para la formación de hidratos de gas, alta presión, baja temperatura, presencia de agua y gas. Estas condiciones se forman desde cierta profundidad de fondo de pozo, en el árbol submarino y también corriente abajo del pozo. Por esta causa el árbol submarino debe operar permitiendo la inyección de inhibidor de hidratos, puntos de inyección que para el árbol submarino estándar se encuentra entre la válvula lateral de producción (PWV) y el estrangulador submarino PCV. Dependiendo de las condiciones de flujo y por requerimientos de diseño específicos se pueden tener puntos adicionales de inyección en el árbol submarino. De igual forma, se debe proporcionar in recubrimiento térmico y revestimiento anticorrosivo.

2.4.9 Monitoreo de agua y arena proveniente de fondo de pozo.

El árbol deberá contar por diseño, de así requerirse, por las condiciones de flujo proveniente del yacimiento, un detector de arena, [28], así como un medidor de gas húmedo que podrá ser colocado después del PCV en la línea de producción del pozo o well jumper.

2.5 Requerimientos operativos específicos de diseño del XT

La ingeniería conceptual y básica del proyecto o FEED, incluye los requerimientos operativos del árbol submarino dentro del documento llamado bases de diseño (BOD):

1. El árbol será diseñado para una vida útil de servicio de 20 años
2. El diseño del sistema del árbol será estándar y utilizará tecnología probada en el campo.
3. En general, las BOD contiene información específica de requerimientos operativos, las más comunes son:

- El árbol contara con un estrangulador submarino o PCV que pueda manejar el gasto máximo del pozo.
- El sistema del árbol será diseñado para una presión de 10,000 psi o la de presión de diseño requerida para el yacimiento especificado.
- Los materiales del sistema del árbol serán compatibles con todos los fluidos que se utilizan durante la perforación, inyección química y fluidos de producción por lo que se deberá contar con una relación de los productos químicos y los productos con los que el árbol estará en contacto durante su vida útil, además de verificar los materiales del árbol son compatibles con estos fluidos.
- El sistema del árbol submarino deberá ser diseñado para un tirante de agua de 10,000 pies o para el diseño requerido en BOD.
- El sistema de árbol será diseñado de acuerdo con API 6^a.
- Todos los conductos donde se contarán a las líneas de control hidráulico de equipos de fondo de pozo, así como el conducto de inyección de fluido hidráulico par la válvula de tormenta deberá ser diseñados para una presión máxima de presión de trabajo de 10,000 psi de acuerdo a las BOD.
- El sistema del árbol deberá ser diseñado con sellos de metal a metal.

3 Partes del árbol submarino

3.1 Configuración de árboles submarinos

Los componentes de un árbol submarino varían según la configuración y el tipo del árbol submarino. Los árboles que se utilizan en plataformas de producción para yacimientos en aguas profundas y ultra profundas, se llaman árbol seco o Dry Tree (DT) y los árboles submarinos para aguas someras se les llama Mud Line Tree (MLT), los cuales tienen configuraciones similares a las que se presentan a continuación.

Se consideran dos configuraciones de árboles para desarrollos submarinos:

- Árbol submarino vertical o Vertical Subsea Tree (VST)
- Árbol submarino horizontal o Horizontal Subsea Tree (HST)

Las configuraciones dependen de los requisitos de diseño específicos para cada campo submarino. Uno de los factores a considerar en la selección del árbol submarino es el peso, para lo cual se considera la siguiente fórmula. [33]

Ecuación 3.1 Peso del árbol submarino

$$W_{tree} = \sum_{i=1}^n W_i$$

Donde: W_i es el peso de cada componente.

W_{Tree} es el peso total del árbol submarino

El peso promedio de un árbol submarino varía entre 50 y 70 toneladas. Por ejemplo, uno de los árboles submarinos en el campo Agbami, en las costas de Nigeria, fue de aproximadamente 57.72 toneladas. [34] Dependiendo del tirante de agua al que van a estar sometidos los XT se encuentran disponibles en presiones de 5,000 psi, 10,000 psi, 15,000 psi, para aguas ultra profundas se utilizan de 20,000 psi. [35]

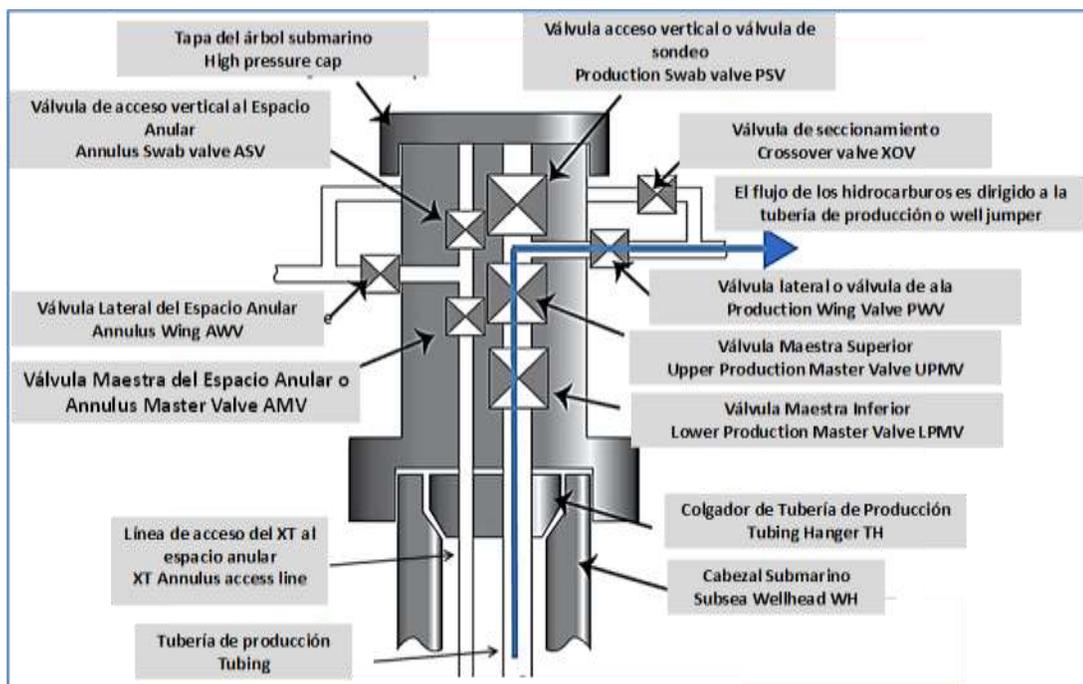
3.1.1 Árbol submarino vertical

Los árboles verticales o Vertical Subsea Tree (VST) reciben este nombre porque la válvula maestra de producción o Production Master Valve (PMV), se encuentra

sobre la línea de flujo vertical o Vertical Production Bore, proveniente del fondo del pozo, ver **figura 3.1**, esta es una explicación técnica del fabricante. Sin embargo, se tiene muchas más implicaciones técnicas que se toman en cuenta para seleccionar un tipo de árbol.

Los diámetros estándar es 5" x 2", se consideran 5" de diámetro interno en la línea de flujo vertical y 2" de diámetro para el espacio anular.

Figura 3.1. Diagrama de un árbol submarino vertical



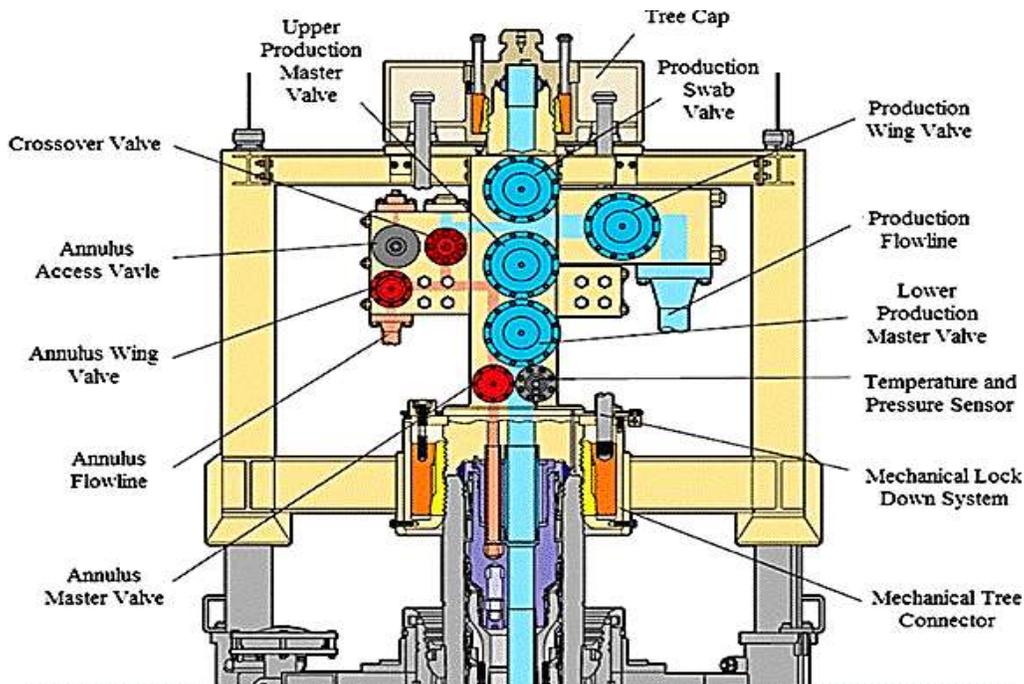
[25]

3.1.2 Partes del árbol submarino vertical o VST

Tabla 3.1 Componentes del árbol submarino

Acrónimo	VST Component	Nombre del componente
TC	Tree Cap	Tapa o capucha del árbol submarino
UPMV	Upper Production Master Valve	Válvula Maestra Superior
LPMV	Lower Production Master Valve	Válvula Maestra Inferior
PWV	Production Wing Valve	Válvula lateral o válvula de ala
PSV	Production Swab Valve	Válvula de acceso vertical o Válvula de sondeo
XOV	Crossover Valve	Válvula de seccionamiento
AMV	Anula Master Valve	Válvula maestra del espacio anular
AAV	Annuls Access Valve or	Válvula de acceso al espacio anular
ASV	Annulus Swab Valve	
AWV	Annulus Wing Valve	Válvula lateral del espacio anular
PT, TT, PTT	Pressure and Temperature Sensor	Sensores de presión y temperatura
	Tree connector	Conector interior del árbol submarino
TH	Tubbing Hanger	Colgador de la tubería de producción
SCM	Subsea Control Module	Módulo de control submarino
PCV	Production Choke valve	Válvula de estrangulación
	Tubing Head Spool	

Figura 3.1 Configuración del árbol submarino vertical o VST

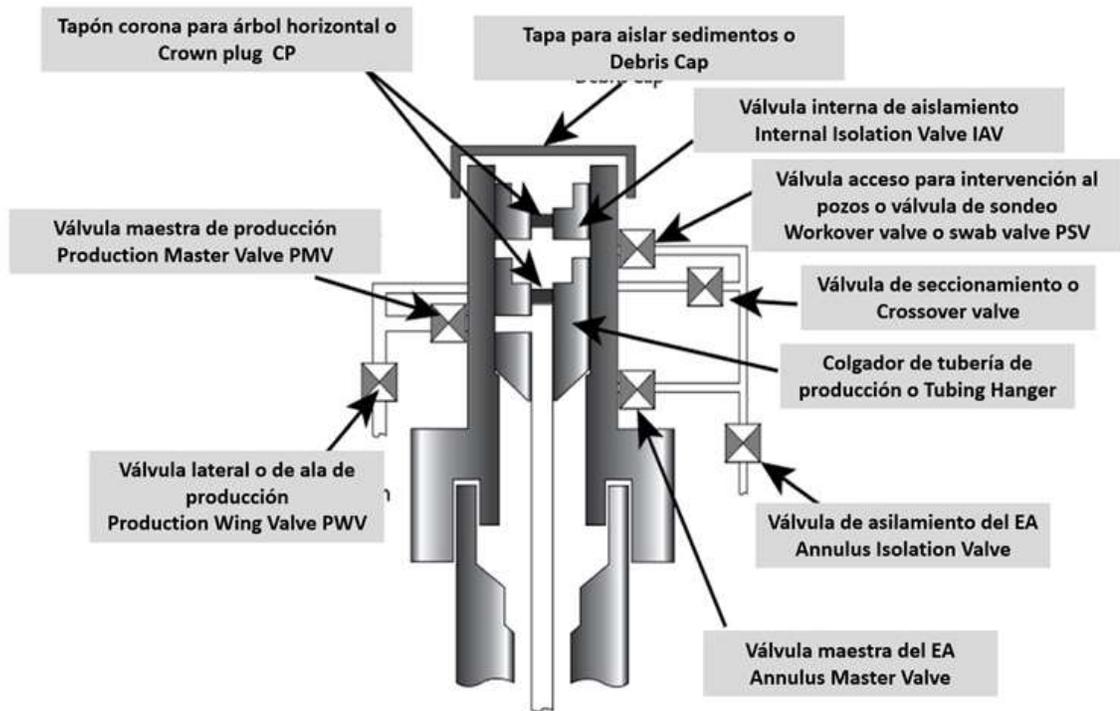


Nota. Se muestran el esquema de los componentes de un árbol vertical y cómo están acomodados. [23]

3.1.3 Árbol submarino horizontal

Los árboles submarinos horizontales u Horizontal Subsea Tree (HXT) reciben ese nombre porque la válvula maestra de producción o Production Master Valve (PMV), se encuentra sobre la línea de flujo horizontal o Horizontal Production Bore (HPB), proveniente del fondo del pozo, ver **figura 3.3**. Este tipo de árboles se diseñaron para reducir el tiempo de uso de la plataforma, reducir gastos y aumentar la seguridad. [36]. Al igual que los árboles verticales, los árboles horizontales tienen muchas más implicaciones técnicas que se toman en cuenta para escoger o no, este tipo de equipos.

Figura 3.1 Diagrama básico de un árbol submarino horizontal



[37]

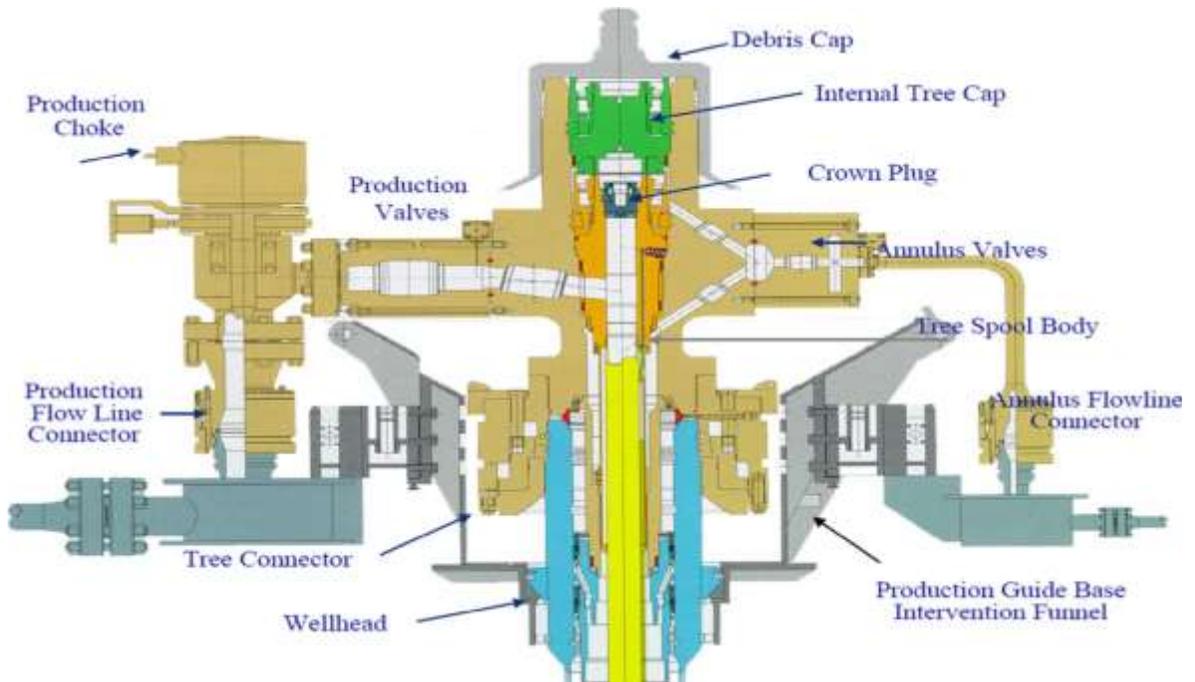
3.1.4 Partes del Árbol Submarino Horizontal

A continuación, se presentan los componentes que conforman un árbol submarino horizontal.

Tabla 3.2 Componentes de un árbol submarino horizontal

Acrónimo	VST Component	Nombre del componente
TDC	Tree Debris Cap	Tapa protectora del conector
	Tree Body o composite block	Bloque sólido o cuerpo del árbol
ITC	Internal Tree Cap	Tapón protector interno del árbol
UCP	Upper Crown Plug	Tapón corona superior
LCP	Lower Crown Plug	Tapón corona inferior
PMV	Production Master Valve	Válvula maestra de producción
PWV	Production Wing Valve	Válvula lateral o válvula de ala de producción
AAV	Annulus Access Valve	Válvula de acceso al Espacio Anular
AMV	Annular Master Valve	Válvula maestra del Espacio Anular
AWV	Annulus Wing Valve	Válvula de ala del Espacio Anular
XOV	Crossover Valve	Válvula de seccionamiento
PTT	Sensors	Sensores de presión y temperatura
TC	Tree Connector	Conector del árbol
TH	Tubing Hanger System	Colgador de tubería de producción

Figura 3.4 Componentes de un árbol submarino horizontal



Nota. Se muestran los componentes más importantes de un árbol submarino. [23]

3.2 Diferencias funcionales entre los componentes de ambas configuraciones de árboles

Independientemente de la configuración, los componentes son semejantes, sin embargo, tienen funciones diferentes. A continuación, se describen las principales diferencias:

3.2.1 Cuerpo del árbol o Tree Body

El cuerpo de HXT está diseñado para ser un carrete integrado o un bloque sólido creado a partir de una sola colada o forja de metal. La PMV se encuentra en el árbol al igual que las válvulas para monitorear el espacio anular. La PWV se coloca en el bloque sólido de producción, que se puede conectar fácilmente al cuerpo del árbol mediante bridas con sellos de metal a metal o Metal To Metal (MTM).

3.2.2 Colgador de tubería de producción o Tubing Hanger (TH)

Un árbol submarino vertical utiliza un TH convencional, es decir, la funcionalidad del colgador de tubería de producción (TP), permite el acceso al espacio anular y al fondo del pozo. Cuenta con dos agujeros de diferente diámetro según los requerimientos de las bases de diseño del proyecto. Por lo anterior, las dimensiones del TH son mayores y por consiguiente las dimensiones del equipo para correr, instalar y probar. También, se requiere una planeación para contratar un MODU (Module offshore Drilling Unit), con espacio suficiente en la cubierta para la terminación del pozo. En este tipo de configuración, el TH se cuelga del cabezal submarino en un carrete especial llamado Tubing Hanger Spool (THS) lo que permite retirar los SSBOP para poder instalar el VXT.

Mientras que, en el árbol submarino horizontal, el colgador de TP cuenta con un solo orificio de producción o main production monobore con una salida lateral que permite el paso de la producción provenientes del fondo del pozo hacia la parte lateral del cuerpo del árbol submarino, donde se encuentra la válvula maestra de producción PMV. Además, el colgador de tubería (TH) es colocado en el interior del árbol submarino, [23], por lo que requiere el Internal Tree Cap (ITC) y el Tree Debris Cap (TDC) los cuales permiten colocar el tapón corona superior e inferior. Estos son barreras primarias y el ITC en una barrera secundaria para mantener la integridad del pozo durante su vida productiva. [36]

El TH para el árbol horizontal no tiene un orificio para permitir el acceso al espacio anular (EA). Para controlar la presión del EA se utiliza la XOV que permite el monitoreo de las condiciones del EA mediante la operación de AMV. [23]

Al terminar el pozo, se coloca el XT, para instalar SSBOP e introducir la tubería de producción para colgarla en el TH dentro del árbol. Debido a esta funcionalidad, este tipo de árbol utiliza dos tapones corona, los cuales funcionan como barrera primaria y secundaria, temporal y permanente, activa o pasiva de acuerdo con el estándar NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations.

3.2.3 Válvula Maestra de Producción

En el árbol vertical, la válvula maestra de producción o Production Master Valve (PMV) se encuentra ubicada en la porción vertical del cuerpo del árbol submarino por donde fluye el hidrocarburo. En el árbol horizontal, la PMV está ubicada en el conducto horizontal de producción y que el flujo proveniente del fondo del pozo fluye hacia la porción horizontal del árbol debido a la colocación de los tapones corona en el cuello del cuerpo del árbol. Por lo tanto, una diferencia evidente entre el árbol vertical y el horizontal es el sentido del flujo de hidrocarburos, ver **figura 3.7**.

3.2.4 Tree Cap

El Tree Cap de un árbol vertical se diseña para permitir el control de los equipos e interfaces mecánicas, hidráulicas y electrónicas, durante la intervención de un pozo y evitar que el árbol se llene de agua salada. En cambio, los árboles horizontales tienen un Tree Cap interno o Internal Tree Cap (ITC), ver **figura 3.5** para mantener las pistas internas donde se colocan los Crow Plugs, ver **figura 3.6**. Para evitar la deposición se coloca un tapón interno o Tree Debris Cap.

Figura 3.5 Tree Cap o capucha del árbol submarino horizontal

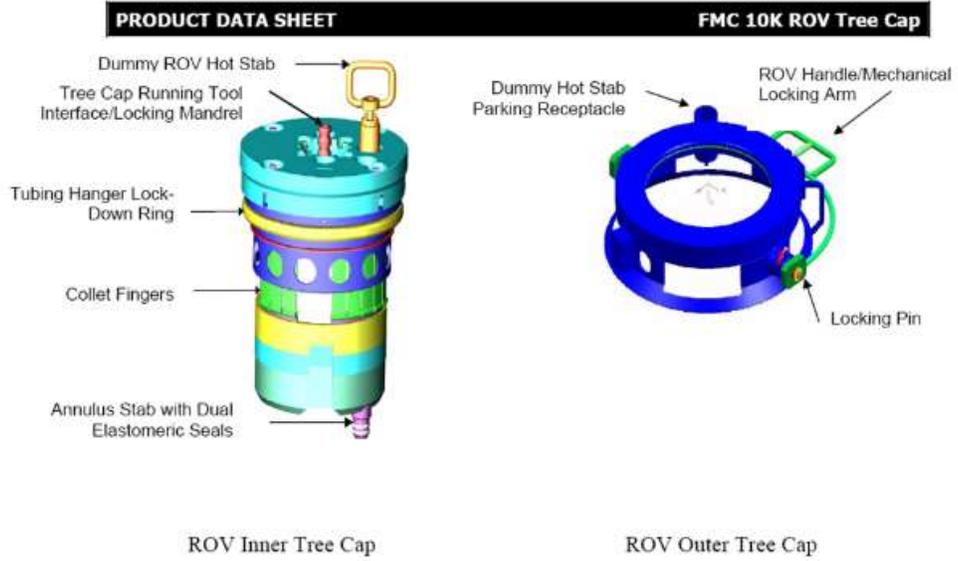


Figura 3.6 Crow Plug o tapón corona de Halliburton

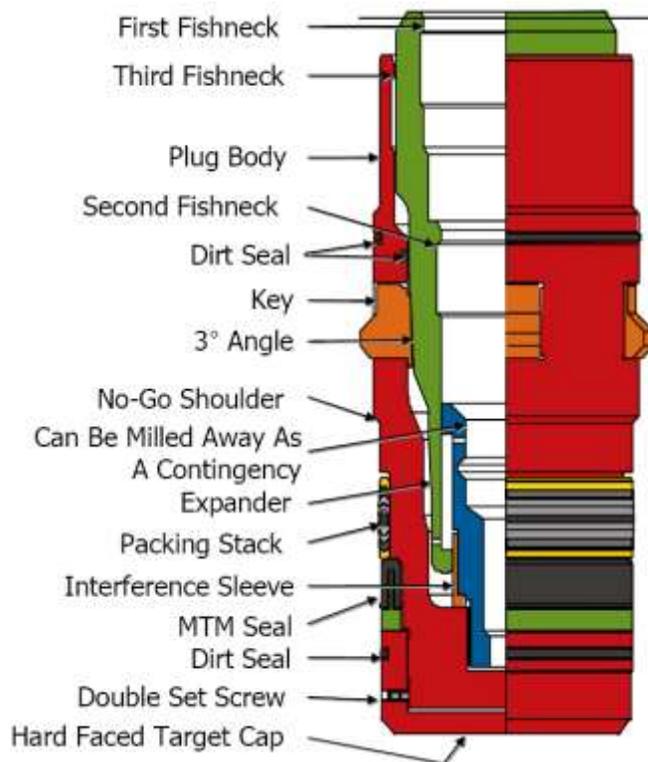
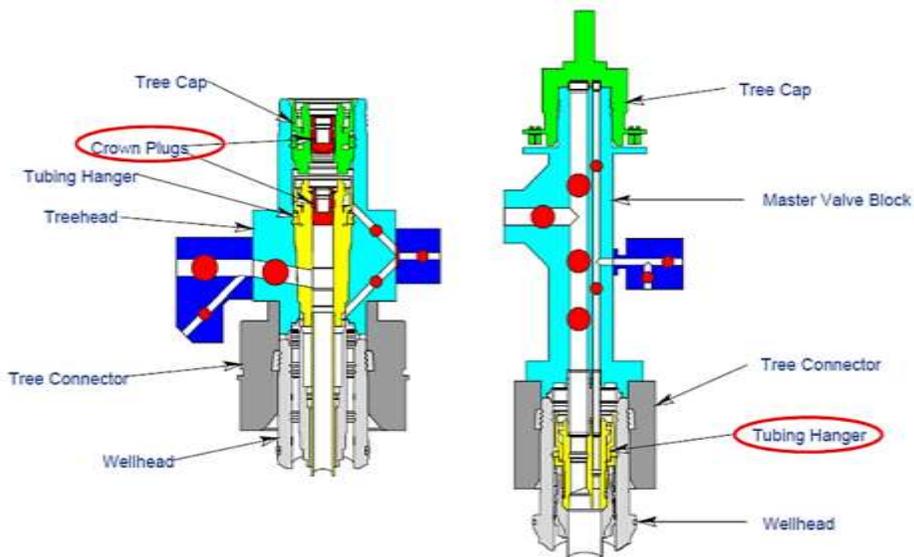


Figura 3.7 Diferencias entre el árbol vertical y horizontal



[23]

3.3 Criterios de selección de la configuración del árbol submarino

En la selección de un árbol horizontal (HXT) o un árbol vertical (VXT), se consideran lo siguiente:

3.3.1 Análisis de costos.

El costo de un HXT es mucho mayor que el de un VXT. Normalmente el precio de compra de un HXT es cinco a siete veces más. [23]

3.3.2 Análisis por tamaño.

UN VXT es más grande y pesado, característica que debe considerarse si el área de instalación en la cubierta del MODU es limitada. [34] Este criterio aplica desde la búsqueda del equipo flotante para la perforación del pozo.

3.3.3 Análisis por programa de reparación de pozos (número de intervenciones).

Un HXT es comúnmente utilizado en yacimientos complejos o en aquellos donde se requieren intervenciones frecuentes a los pozos, como recuperación de tuberías de producción. Mientras que un VXT, se elige para yacimientos cuyos pozos tienen pocas reparaciones. No se recomienda el uso de un HXT en un campo de gas, porque rara vez éstos requieren de intervenciones. Los VXT en comparación con los HXT, son más sencillos y baratos de cambiar por otro equipo completamente nuevo. [23] Los HXT requiere el uso de una plataforma de perforación para hacer el cambio, ya que se tiene que recuperar el aparejo de producción. El VXT se puede cambiar con un MPSV. Si se requiere intervenir un pozo con un VXT, es necesario recuperar a superficie el árbol submarino para poder instalar los SSBOP mientras que en el HXT es SSBOP se instala sobre el HXT.

3.3.4 Análisis por tipo de terminación y por tipo de intervenciones a los pozos (no por cantidad).

El tipo de terminación del pozo es uno de los criterios más importantes en la selección de un HXT o VXT. A continuación, se presenta una descripción general de las terminaciones de pozos en aguas profundas.

3.3.4.1 *Tipo de terminación de pozos*

Las terminaciones en aguas profundas se diseñan para cumplir con las mismas funciones que en aguas someras o en tierra, es decir, comunicar el yacimiento con la superficie, permitir el transporte de hidrocarburos a suficiente, de forma segura y confiable en función de la presión del yacimiento y el diámetro del aparejo de producción.

En AP y UAP, se considera el tipo de árbol submarino, funcionalidad del sistema submarino de recolección y transporte, además del sistema flotante de proceso o Floating Production Unit (FPU). Éste cuenta con un sistema de separación y bombeo, o si se requiere de una batería de separación en tierra, conectada mediante un Tieback o ductos producción submarinos. En todas las terminaciones de pozos se utilizan los mismos equipos de fondo de pozo: tubería de producción y accesorios como: niples de inyección de químicos, sensores de presión y temperatura, válvulas de seguridad de cierre automático, unidades de sello multi V, empacadores, extensiones pulidas los cuales a su vez dependen de las bases de diseño de los pozos, requerimientos de producción del yacimiento, del tipo de yacimiento y sobre todo del método de control de arena, daño de la formación que se deberá remediar, programación de fracturamiento o estimulación matricial.

Adicionalmente, en aguas profundas se realizan estudios de análisis nodal y de aseguramiento de flujo para lograr un eficiente transporte de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el equipo flotante de proceso que puede encontrarse a más de miles de metros del árbol submarino, o la batería de separación se encuentra a varios kilómetros del yacimiento. Por lo tanto, es necesario desarrollar estudios de análisis nodal y aseguramiento de flujo con consideraciones adicionales, ver **figura 3.8**. La distancia representa un factor importante y que no existen en aguas someras o en yacimientos terrestres por lo que es necesario realizar un análisis nodal.

En la **figura 3.8** se muestran proyectos ubicados en AP y UAP que fluyen a una instalación de producción mediante un Tieback o ducto de transporte. En el eje de las abscisas, se coloca la distancia en kilómetros que se extiende entre el yacimiento y la instalación de producción (longitud del Tieback). En el eje de las ordenadas, se encuentra el tirante de agua donde se encuentran los equipos submarinos que sirven para explorar el yacimiento.

Agregando a lo anterior, algunos yacimientos no cuentan con energía suficiente para elevar los fluidos producidos hasta la primera etapa de separación, es decir cuando la producción llega al lecho marino. En la terminación se implementa algún método artificial de producción, que usualmente es instalado en el lecho marino o dentro del pozo o ambos. Los equipos que se insertan en el aparejo de producción, es introducido durante la terminación del pozo, como la inyección de gas de Bombeo Neumático o Gas Lift o el uso de bombas electro centrífugas (BEC) o Electric Submersible Pump (ESP) o una combinación de ambos así como la instalación de sistemas de separación a boca de pozo o sistemas de bombeo y compresión de gas en el fondo marino como primera etapa de separación, que permiten separar las corrientes en tres fases (separadores trifásicos) y con ello inyectar el agua congénita producto de la separación submarina, comprimir el gas y bombear el aceite estabilizado hasta la segunda o tercera etapa de separación en el FPU o en la batería en tierra o una plataforma fija ubicada en aguas someras.

3.3.4.2 Instalación de SSBOP durante la terminación del pozo.

Dependiendo del árbol submarino, la conexión y desconexión de los SSBOP es diferente. El VXT requiere una sola instalación, desmantelamiento y recuperación a superficie de SSBOP durante la terminación del pozo, ya que la TP cuelga mediante el TH en el cabezal submarino o en el Tubing Head Spool (THS) y no requiere la instalación por segunda vez del SSBOP para colocar el árbol. En el caso de HXT, una vez terminada la etapa de perforación del pozo, es decir, una vez terminada la etapa de revestimiento de la tubería de explotación y previo al lavado de pozo, se requiere implementar las pruebas necesarias para cumplir con el estándar Norsok D-10 Well integrity in drilling and well operation, para posteriormente retirar el SSBOP, instalar el HXT, instalar de nuevo el SSBOP e introducir el aparejo de producción, el cual cuelga del TH del HXT. [23]

3.3.4.3 *Operaciones con línea de acero durante la terminación de pozos*

Un VXT por su diseño se instala en el cabezal o en el Tubing Head Spool, se prueba la conexión correcta al sistema submarino de recolección y transporte, posteriormente procede a abrir el pozo para iniciar la producción, las pruebas de pozo ya fueron realizadas durante la terminación del pozo, sin necesidad de la instalación submarina del VXT. En el caso de los HXT, después de dar por finalizada la terminación del pozo, es decir, una vez introducido el aparejo de producción, efectuado los disparos colocados el control de arena y eliminado el daño de la formación, se procede a arrancar el pozo hacia a plataforma para efectuar el aforo y realizar las pruebas de pozo mediante diferentes estranguladores. Una vez terminado esto, es necesario cerrar el pozo, desmantelar SSBOP recuperando el riser de perforación a superficie y proceder a colocar dos tapones mecánicos o tapones corona o Crow Plugs en el cuello del cuerpo del HXT, correr también la ITC y el TDC todo con línea de acero. Esto puede hacerse tanto por dentro del riser de perforación como por fuera del riser. Posteriormente con el ROV se instala el Tree Cap en ambas configuraciones. [39]

3.3.4.4 *Requerimientos de diseño de equipos submarinos de control durante la terminación del pozo y sistema de desconexión por emergencia o Completion Landing String System and Subsea completion disconnect system (LSA).*

Dependiendo de la configuración del árbol submarino horizontal o vertical el sistema Landing String Assembly (LSA), se diseña para controlar tanto las funciones de fondo del pozo del aparejo de producción como las funciones de control y operación del árbol submarino. Aunque los LSA son equipos con un diseño estándar, las funciones que debe desempeñar son diferentes para cada pozo, yacimiento y proyecto. El sistema de desconexión por emergencia o Subsea Completion Disconnect System requiere de una configuración para VXT o HXT, (véase **Anexo 1**)

3.3.4.5 *Requerimientos de equipos submarinos de control durante las intervenciones a los pozos o Workover Equipment, including Riser and Control System.*

Los sistemas submarinos se manufacturan con una configuración estándar, aunque se requiere diseñar y adecuar para cada pozo en función del tipo de árbol submarino VXT o HXT, (véase **Anexo 2**.)

Para diseñar los equipos submarinos de control para intervenciones a los pozos, se toman en cuenta los siguientes factores, por mencionar algunos.

- Tipo de intervención al pozo, **tabla 3.3**
- Tipo de embarcación que se requiere para realizar la intervención
- Tirante de agua donde se encuentra el pozo
- Datos de producción y estado mecánico de pozo
- Entre otros

Tabla 3.3 Tipos de embarcaciones e intervenciones para pozos en AP y UAP

Reparación menor o intervención ligera (Light intervention)	Reparación menor o Intervención mediana (Medium Intervention)	Reparación mayor Heavy Intervention
<p>Operaciones con Línea de Acero (Wireline and Slickline)</p> <p>Comparación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 9 – 15 días • \$150K–200K/día (Dls) <p>Operaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Registros PLT • Re disparos • Cambio de Intervalo • Colocación y remoción de tapones mecánicos • Cancelación Válvula de Tormenta 	<p>Operaciones con Tubería Flexible y línea de acero</p> <p>Comparación :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 9 – 15 días de \$150K –300K /día (dls) <p>Operaciones :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo A + Intervenciones a líneas de descarga de pozos • Comisionamiento y arranque de pozos • Taponamiento y Abandono de pozos (P&A) • Cambio de BEC • Cementaciones Forzadas (Squeeze), Acidificaciones y Fracturamiento • Limpieza de Arenas, Parafinas e incrustaciones • Control de agua en intervalos productores (Water shut-off) • Recuperación de válvulas de BN • Reparación de fugas de TR's 	<p>Reparaciones Mayores</p> <p>Comparación :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 15 - 25 días • \$360K –840 K dls/día <p>Operaciones :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tipo B + Limpieza de Aparejo por depositaciones orgánicas e inorgánicas • Cambios de Aparejo • Cambio de Válvula de tormenta • Profundizaciones • SideTracks • Cambio de Árbol Submarino
<p>Embarcación Categoría A</p> <p>Barco menor de intervención a pozos, que incluye equipo submarino para control de pozos y equipos sobre cubierta para efectuar las operaciones.</p>	<p>Embarcación Categoría B</p> <p>Barco mediano a grande de intervención a pozos o plataforma flotante con equipo de reparación de pozos, con equipo submarino para control de pozos y equipos sobre cubierta. El equipo submarino incluye riser de intervención a pozos por lo que la embarcaciones es mas grande que la categoría A</p>	<p>Embarcación Categoría C</p> <p>Se contrata una plataforma de perforación de pozos para AP o UAP, incluye riser de intervención, sistema de control submarino para control de pozo y sistemas de control para desconexión por emergencia y equipos sobre cubierta.</p>

Nota. Información tomada de [23]

El diseño de las intervenciones a pozos en aguas someras, profundas y ultra profundas, así como desarrollos en tierra dependen del tipo de reparación o intervención al pozo que se requiere y en el caso de desarrollos marinos, del tirante de agua.

Además de intervenciones a pozos, se requiere intervenir el sistema submarino (ver 1.5 definiciones) por donde fluyen los pozos. Ambos se programan de acuerdo a estudios realizados en función del tipo de falla, ocurrencia y el tiempo medio de falla

cuando se trata de equipos y sistemas que intervienen en el transporte de hidrocarburos. La presencia de agua, H₂S y CO₂ forman incrustaciones orgánicas e inorgánicas, hidratos de gas y producción de arena son factores que dañan el pozo y el sistema submarino.

Por ejemplo, el cambio de inserto en un estrangulador del árbol submarino, ver **figura 3.9**, el cual fue erosionado por la presencia de sólidos. Esto obliga al cierre temporal del pozo, generando una intervención al árbol submarino sin ingreso al fondo de pozo. De la misma manera, una falla en el SCM, ver **figura 3.10**, del árbol submarino, requiere un cambio mediante una embarcación especializada para ello, debe ser contratada para hacer el cambio del equipo para que el pozo pueda continuar su producción.

Figura 3.9 Estrangulador submarino



Figura 3.10 Subsea Control Module



[40], [41]

Para cada tipo de intervención y configuración del árbol submarino, se utiliza un equipo submarino para control y acceso al pozo, además de ser rentado, debe ser diseñado para cada aparejo de producción de cada pozo y árbol submarino tomando en cuenta las consideraciones operativas de la embarcación o plataforma. (véase **Anexo 2**)

3.4 Descripción de las principales partes de los árboles submarinos

Independientemente de la configuración, el árbol submarino cuenta con los siguientes componentes, éstos forman parte de su configuración básica: [23]

3.4.1 Colgador de tubería o Tubing Hanger (TH)

En pozos submarinos, el aparejo de producción cuelga y sella dentro del soporte denominado nido del colgador. Para el VXT, el nido del colgador se encuentra dentro del cabezal submarino o dentro de un carrete especial llamado Tubing Head Spool (THS), ver **figura 3.11**. Mientras que, para el HXT, el nido del colgador se encuentra dentro del HXT, permitiendo colgar la tubería de producción dentro del XT. El colgador del aparejo de producción (TH) y su herramienta para correr, instalar y probar o Tubing Hanger Running Tool (THRT), ambos en conjunto forman el Sistema Colgador del aparejo de producción o Tubing Hanger System. [23]

En pozos submarinos, los colgadores de la TP y la tubería de producción, se corren y se cuelgan a través del riser de perforación y de los SSBOP. En aguas someras, los pozos utilizan cabezales de tipo mudline suspension. Los colgadores de TP se cuelgan dentro del último cabezal submarino llamado Tubing Head, a través de un pequeño riser que normalmente es tubería de revestimiento hasta superficie donde normalmente es colocado un BOP superficial. [23]

Las funciones básicas de los colgadores de tubería o Tubing Hanger (TH) son:

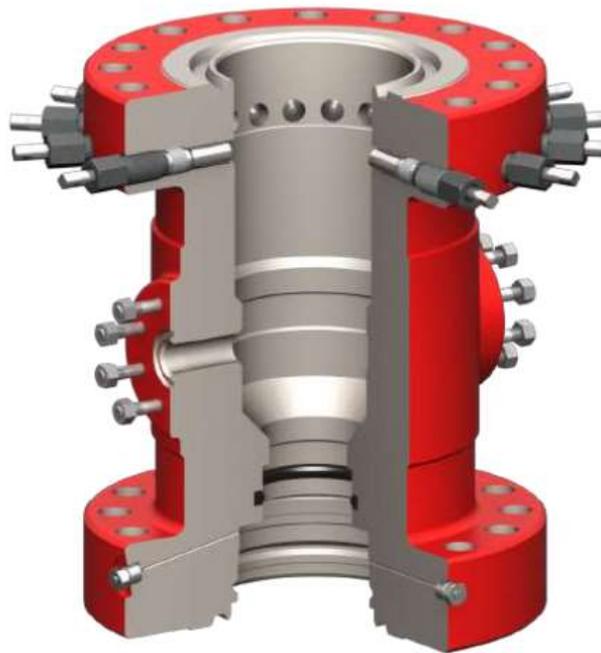
1. Colgar o suspender el aparejo de producción en el nivel de fondo marino o mudline level
2. Sellar el espacio anular entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento
3. Permite el acceso y la medición al espacio anular del aparejo de producción y la tubería de revestimiento
4. Mediante los conductos internos permite el paso de fluidos para monitorear, controlar e inyectar diferentes funcionalidades como son:
 - Control y operación de la válvula SCSSV
 - Inyección de químicos
 - Monitoreo de presión y temperatura de fondo de pozo

- Cierre y apertura de válvulas de fondo de pozo
- Proveer una interfase entre el fondo de pozo y el árbol submarino

Los siguientes factores caracterizan el Tubing Hanger System:

- Localización: los TH se pueden instalar dentro de un cabezal submarino, en el Tubing Head Spool o en el cuerpo de árbol submarino.
- Tamaño y nombre donde va colocado: diámetro nominal del cabezal o nominal wellhead size: 18 3/4", 16 3/4", o 13 5/8", diámetro de la tubería de explotación o production casing size: 10 3/4", 9 5/8", 7 5/8" o 7", o del diámetro de la tubería de producción o tubing string size: 2 3/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2" [23]
- Método de anclaje o Lockdown method: the mechanical set tubing

Figura 3.11 Tubing Head Spool de un VXT



WTC-22-MS1-ET Tubing Head Spool

[42]

3.4.2 Tubería del árbol o Tree Pipping (TP)

La tubería para el árbol son todas las tuberías, accesorios o conductos de presión que se utilizan para la producción, limpieza, monitoreo, inyección, servicio o prueba del árbol submarino (Koto, 2017)

3.4.3 Conector de la línea de flujo o Flowline Connector

El conector de flujo se utiliza para unir las líneas de flujo submarinas o umbilicales mediante jumper hacia el árbol submarinos. en caso de retirar el árbol, el conector provee la forma de desconectar el árbol de las líneas de flujo sin necesidad de recuperar éstas. Para conectar se puede realizar mediante el ROV, conexión hidráulica.

Figura 3.12 Tree Line Connector



[23]

3.4.4 Conector inferior del árbol submarino o Tree Connector

El conector de árbol submarino se utiliza para conectar es árbol al cabezal del pozo, provee un sello. La conexión puede ser a presión o mecánica. Los conectores generalmente se activan mediante una serie de tornillos para activar un mecanismo de bloqueo.

3.4.5 Válvulas

El árbol submarino consta de varias válvulas que se encargan de probar, regular el flujo de líquidos producidos o inyectados. También las válvulas son accionadas para

permitir las intervenciones y/o actividades de mantenimiento, aislamiento o cierre de flujo en caso de algún reventón. [43] Por lo tanto, el árbol submarino y la válvula de seguridad de fondo son los componentes más importantes del sistema submarino de producción. [35] Las válvulas que integran el árbol submarino se diseñan, fabrican y se prueban de acuerdo a las normas:

- API 17D, Design and Operation of Subsea Production Systems-Subsea Wellhead and Tree Equipment
- API 6A Wellhead and Tree Equipment
- API 6DSS, Specification for Subsea Pipeline Valves
- API 6 FA Specification for Fire Test Valves

Para desarrollos en aguas profundas, las válvulas se diseñan para no ser remplazadas o dar mantenimiento a lo largo del proyecto, soportar alta presión y alta temperatura. Las válvulas que se utilizan son de tipo compuerta a prueba de fallas, se controlan desde un módulo de control. Algunos aspectos que se consideran para probar y verificar las válvulas son:

- Integridad estructural
- Integridad de presión
- Prueba de temperatura
- Compatibilidad de fluidos

3.4.5.1 Válvula Maestra de Producción o Production Master Valve (PMV)

La válvula maestra es una válvula principal y más importante del XT, que se mantiene abierta durante la producción normal, permite el paso del hidrocarburo a través ella hacia el manifold. Además, es la segunda barrera de protección, la principal función es contener la presión. La válvula debe de ser lo suficientemente fuerte para contener toda la presión en caso de un brote.

3.4.5.2 Válvula Lateral de acceso o Swap Valve (PSV)

La válvula lateral se utiliza para abrir y cerrar el árbol en condiciones normales de operación. Se abre en caso de alguna intervención en el pozo.

La válvula maestra como la válvula lateral son elementos importantes para la seguridad, son una de las barreras de protección. En caso de emergencia, se cierran

de forma automática, al cerrarse, detienen el flujo de hidrocarburos hacia la superficie. Con el paso del tiempo, el rendimiento de la válvula se deteriora. [43]

3.4.5.3 *Válvula Maestra del Espacio Anular o Annulus Master Valve (AMV)*

Se utilizan para equilibrar la presión del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Para igualar la presión entre el espacio superior y el espacio inferior del colgador de tubería durante la producción normal (la DHSV está abierta).

3.4.5.4 *Válvula de Seccionamiento o Crossover Valve*

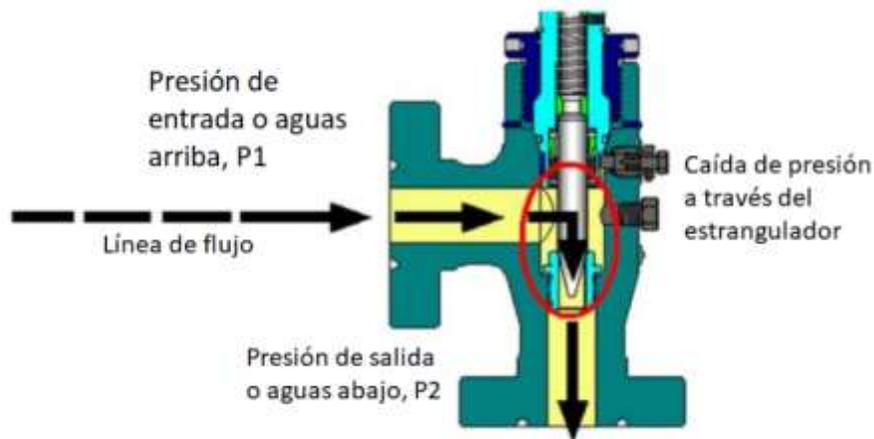
Es una válvula opcional que comunica el espacio anular y la producción que se abre cuando se inyectan fluidos en caso de obstrucción por hidratos o para matar el pozo. [23]

3.4.6 *Válvula de estrangulación o Production Choke Valve*

Un estrangulador es un dispositivo que se utiliza para controlar y regular el flujo de producción y provoca una caída de presión aguas abajo, ver **figura 4.13**. Existen dos tipos de estranguladores positivos y ajustables. El estrangulador positivo cuenta con un diámetro fijo mientras que el estrangulador ajustable se puede variar el diámetro de acuerdo a las condiciones como caída de presión. [44]

En aguas profundas, los estranguladores pueden ser ajustado por buzos o en superficie, en ocasiones se operan o se ajustan por un ROV. Durante el diseño se considera los componentes a ser recuperados, los componentes internos y el actuador son piezas que pueden ser remplazadas. Normalmente se diseña para una vida útil de 20 años. [45]

Figura 3.13 Diagrama del estrangulador



[45]

Los orificios utilizados son los de tipo disco o del tipo aguja/tapón. El primero funciona girando un disco con orificios perforados y el segundo, regula el flujo moviendo un inserto los limita el espacio del flujo. [23]

El diseño del estrangulador se basa en tecnología usada en superficie [45], pero con modificaciones críticas además de incluir válvulas de alivio y sellos metal y elastómero. Además, considera las siguientes normas:

- API 6A – specification for Wellhead and Christmas Tree equipment (ISO 10423).
- Subsea Production Systems: API Series Publication.
- API17D - Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment – ISO 13628 - 4.
- API 17A – Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems – ISO 13628 – 1.
- API 17H – Recommended Practice for ROV Interfaces – ISO 13628 – 8.

Durante la vida útil del estrangulador puede presentarse algunos problemas como los siguientes:

- Corrosión. Deterioro del material debido al ataque electroquímico de las condiciones de fondo marino como la temperatura, salinidad del fluido y

propiedades del metal. la protección galvánica se utiliza como protección de la corrosión.

- Cavitación. Reducción de la velocidad del flujo para mantener a una producción aceptable para mantener la vida útil del estrangulador
- Erosión. Desgaste del material por presencia de arena en la tubería que pueden derivar en problemas como vibración en la tubería, control deficiencia o cierre en el sistema, para contrarrestar esto, se puede reducir la velocidad de flujo.

3.4.7 Tapa del árbol submarino o Tree Cap (TC)

Las tapas de los árboles se utilizan para evitar la entrada de agua al interior del árbol, evitar daños a los equipos internos y evitar fuga de fluidos al exterior. Al colocar la tapa evita la entrada de agua y a su vez protege de deposiciones calcáreas en todas las superficies expuestas. [34]. Se colocan en la parte superior del árbol submarino, se diseñan para instalarse y recuperarse posteriormente dependiendo de las operaciones del pozo.

Una tapa interna se engancha al cuerpo del Spool sobre el TH.

En un árbol horizontal, la principal función de la tapa, es ser la segunda barrera después del Tubing Hanger en dirección vertical de acuerdo con los requisitos de diseño. [46]

Existen dos tipos de tapas para un árbol horizontal: interna y externa

- Tapa interna o Internal Tree Cap (ITC). Está diseñada para pasar a través del BOP submarino y el riser de perforación.
- Tapa externa o Tree Debris Cap (TDC).

Figura 3.14 Tree Liner Connector



[23]

3.4.8 Estructura del árbol submarino o Tree Frame

Es una estructura para proteger componentes del árbol de objetos que caen de la superficie

3.4.9 Subsea control Modules

El módulo de control submarino Subsea Control Module (SCM) es un sistema que permite accionar o monitorear las funciones XT. Mediante señales eléctricas e hidráulicas, que se generan desde superficie se interpreta y se controla la apertura y cierre de las válvulas, de igual forma se transmite a la superficie señales del estado de la válvula, temperatura y presión del conjunto. [23]

3.4.10 Sensores

Dentro del diseño y requerimientos del árbol submarino, los sensores de presión y temperatura se instalan en el espacio anular, así como en la línea de flujo aguas arriba (upstream) como en aguas abajo (downstream). Además de ser instalados en

los XT se instalan en los manifolds. Los sensores son activados y operados desde el SCM. [34]. Es importante que este tipo de dispositivos sea probados, calibrados y compatibles con los equipos submarinos utilizados y se alineen a las características de flujo a medir.

3.4.11 Válvula de seguridad de fondo

Esta válvula tipo FLAP o no retorno, no se coloca dentro del XT, pero es un elemento de gran importancia ya que se acciona en caso de un brote. Se coloca dentro del pozo, a 100 o 500 metros por debajo del nivel del mar. La válvula de seguridad de fondo se coloca para evitar la liberación del hidrocarburo en caso de presentarse un brote, falla de alguna otra válvula y es accionada con fluido hidráulico del XT. Se considera la principal barrera diseñada para contener la presión. [35]

4 Tipo de árboles submarinos

Actualmente existen varios tipos de árboles submarinos, su función y requerimientos de desarrollo de campos son:

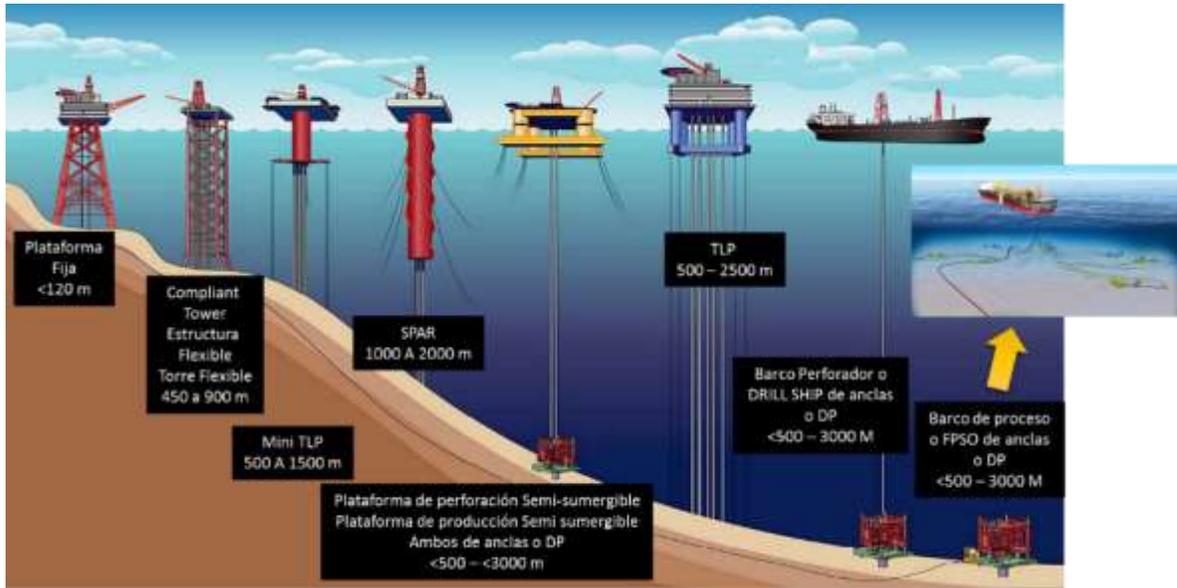
- Tiempo de terminación del pozo.
- Requerimientos operativos específicos del yacimiento durante la vida productiva del pozo.
- Número y tipo de intervenciones a los pozos.
- Tipo de instalación de producción flotante que se utiliza en desarrollos submarinos, ver **figura 4.1**, dependen del tirante de agua, ver **tabla 4.1**, se tiene los siguientes:
 - En tierra se utiliza una batería de producción o planta de separación, bombeo y compresión.
 - Aguas someras, una plataforma fija de producción con su sistema de separación y bombeo que incluye el cuarto de control submarino.
 - Aguas intermedias, una plataforma semi-sumergible de anclas o DP o Floating Process Unit (FPU) de anclas o DP.
 - Aguas profundas y ultra profundas, como se describe a continuación:
 - Plataforma de patas tensadas o Tension Leg Platform (TLP)
 - Plataforma de producción semi-sumergible con anclas (SS) o Semi-Submersible Production Platform (SSPP)
 - Equipos flotantes de proceso o Floating Process Unit (FPU)
 - Plataforma de producción tipo SPAR o SPAR Production Platform

Tabla 4.1 Tirantes de agua para desarrollos submarinos

Nombre	U.S.A	North Sea / Atlantic Margin (U.K./Norway)	Brazil	Mexico
Aguas someras o Shallow Water (Shelf)	< 300 – 400	< 300	< 400	< 500
Aguas intermedias	-	-	-	150 - 500
Aguas profundas o Deepwater	300 – 1500	300 – 2,000	400 – 1,000	500 – 1,000
Aguas ultra profundas o Ultra-Deepwater	> 1,500	> 2,000	> 1,000	> 1,500

Nota. Se muestra los diferentes tirantes de agua en metros [m] para desarrollos submarinos. [47], [48]

Figura 4.1 Equipos para desarrollo de campos marinos



En campos marinos de petróleo y gas, se coloca un árbol submarino para monitorear y controlar la producción de un pozo submarino. Desde su implementación en la década de 1950, los desarrollos submarinos han utilizado diferentes árboles diseñados para cumplir con los requerimientos para las condiciones de cada yacimiento, pero a su vez se encontraban limitados por la tecnología de la época. Al llegar a yacimientos con tirantes de agua cada vez más profundos, las características de los equipos son cada vez más complejas y costosas, por lo que se busca reducir costos y con las experiencias en cada desarrollo, reducir el tiempo de las operaciones y que los diseños sean cada vez más seguros.

Hay varios tipos de árboles submarinos clasificados de acuerdo a las necesidades y características del proyecto como: el tirante de agua donde va a estar operando, presión, temperatura, gasto de aceite y gas y sobre todo en la terminación del pozo en función del gasto programado.

Se ha establecido que existen en el mercado actual dos tipos de configuraciones, es decir, dos formas particulares de los XT que se encuentran determinada por la disposición de las partes que la componen: una configuración de árboles submarinos horizontales o verticales. Los tipos de árboles que se clasifican dependiendo de la

configuración y a su vez se pueden clasificar a los objetivos que cumplen en cada proyecto, ver **tabla 4.2**.

Tabla 4.2 Tipos de árboles submarinos para desarrollo de campos en AS, AP y UAP

Posición de la válvula Maestra o PMV	Sentido de flujo de producción	Energía	Tirante de Agua		Por diseño especificado	Función	Uso / Tipo de Campo / Tipo de Terminación / Intervención
Horizontal	Horizontal	Todo Eléctrico	Tipo Mudline Suspension	< 120 m. Mudline Tree con asistencia de buzos (diver assist) Presión de trabajo de 10 k psi	A la medida	Submarino (Wet tree)	Monobore
Vertical	Vertical	Hidráulico - Eléctrico - Electrónico Convencional	Aguas Someras	120 - 240 m. Árbol submarino con asistencia de buzos (diver assist) Presión de trabajo de 10 a 15 K psi	Diseño Único	Seco (Dry Tree)	Dual Bore Subsea Tree
		Híbridos	Aguas Intermedias	240 - 760 m. Árbol submarino sin asistencia de buzos (diverless) Presión de trabajo de 10 a 15 K psi	Árbol Estándar		Standard Configurable Trees (SCTs)
			Aguas Profundas	> 760 m. Árbol submarino con interfases para ROV Presión de trabajo de 10 a 15 K psi	En inventario		High Pressure High Temperature Trees (HPHT)
			Aguas Profundas y Ultra profundas	>1500 m. Árbol submarino con interfases para ROV Presión de trabajo de 10 a 20 K psi			Large bore trees, Ultra DW, 20 kWp

Nota. Permiso de Luis G. Ucha G. Notas técnicas

Los árboles submarinos verticales o arboles submarinos convencionales, se fabrican con configuraciones de un solo orificio o monobore y de dos orificios o dual bore con presiones de trabajo entre 5,000 y 15,000 psi, es decir, soportan entre 5,000 y 15,000psi de presión en la cabeza del pozo fluyendo. [49] También se considera que el árbol puede estar hecho de acero al carbono, acero de baja aleación o acero inoxidable dependiendo del entorno donde estarán operando, que también se especifican en las BOD de cada proyecto.

La consideración de VXT y HXT está en función del tirante de agua, tipo de terminación, frecuencia de intervenciones a los pozos previstas, tipo de equipos flotantes disponibles a corto y mediano plazo, disponibilidad de herramientas submarinas, número de pozos en el campo, viajes del SSBOP necesarios y la inversión en equipos submarinos de control del pozo que, ya realizado del operador, así como las preferencias del operador

Los árboles verticales ofrecen la flexibilidad de instalación submarina y que se puede recuperar el XT sin recuperar el aparejo de producción. La ventaja del árbol horizontal es permitir el acceso al fondo del pozo sin recuperar el árbol submarino. en general se requiere conocer el tiempo de uso de plataforma versus problemas de los requerimientos de intervenciones a los pozos.

A continuación, se describen los diferentes XT en función de los requerimientos operativos del proyecto.

4.1 Dual bore Vertical Subsea Tree or Conventional Tree

El árbol submarino vertical de doble orificio o dual bore vertical XT, ver **figura 4.2** fue el primer árbol en incluir un acceso al espacio anular (EA) tanto en el árbol como en el colgador del aparejo de producción, permitiendo control y desplazamiento de fluidos para control del pozo, durante el mantenimiento de pozo y permite utilizar el espacio anular para operaciones de instalación, reparación y/o métodos artificiales de producción. [28]

Figura 4.2 *Árbol submarino vertical de doble orificio marca OneSubsea*



[50]

Las compañías que operan yacimientos en el Mar del Norte utilizan por lo regular árboles submarinos de doble orificio con configuración vertical, tecnología que se ha visto mejorando con los años. Estos árboles se diseñan para aplicaciones sin cables guía y permiten colocar un método artificial de producción o para un pozo inyector de gas o agua. Algunas de sus ventajas son:

- Acceso vertical al conducto u orificio de producción y al espacio anular, lo que facilita el control del pozo durante una intervención o reparación.
- Integridad del árbol al contar con todas las válvulas de control de pozo localizadas verticalmente en el cuerpo principal del XT en la parte superior del colgador de tubería de producción.
- Por ser un árbol de configuración vertical, los árboles submarinos con doble o dual bore XT, permiten colgar la tubería de producción en el cabezal submarino o en el carrete cabezal de producción o Tubing Hanger Spool (THS) lo que permite remover el XT sin necesidad de sacar el aparejo de producción para realizar una reparación al pozo. Esto desde el punto de vista operativo representa ventajas durante el control del pozo ya que, colocado el XT en su lugar y sin equipo de control submarino de pozos, se utiliza el segundo orificio para desplazar fluido de control por el espacio anular permitido el flujo a través de una camisa deslizable colocado en el fondo del pozo.
- Los árboles de doble orificio al igual que los de un solo orificio o monobore, permiten la funcionalidad de todos los requisitos operativos de fondo de pozo, es decir, cuentan con los orificios específicos para poder inyectar fluidos de control para cables eléctricos, la ventaja es que los fluidos son conducidos desde la parte alta del XT en forma vertical hasta fondo de pozo, haciendo más eficiente las operaciones de control e inyección del pozo
- Este tipo de árboles pueden ser instalados en aguas someras y en aguas profundas, ya que el diseño lo permite, sin embargo, el tipo de árbol se asocia más a los requerimientos de fondo de pozo que a la funcionalidad del XT. Los árboles se diseñan para cumplir con los requerimientos del pozo. Los árboles de doble orificio permiten el acceso a fondo de pozo sin necesidad de instalar el equipo submarino para control de pozo. [51]

Las características más importantes de las Dual Bore Subsea Tree son:

- El aparejo de producción se instala y cuelga del cabezal submarino de alta presión
- Los dos orificios en el colgador de TP permiten el acceso a fondo de pozo y al espacio anular entre la TP la TR de explotación
- Para reparación e intervención al pozo, se debe utilizar sistema para control de pozos diseñado para cada VXT. Este sistema está formado por tres componentes principales: un paquete inferior del riser o Lower Riser Package (LRP), un paquete de desconexión por emergencia o Emergency Disconnect Package (EDP) y un riser de terminación para circular a superficie el fluido de control o de terminación del pozo y todos deben ser de doble orificio o dual bore, (ver figura XV, del **Anexo 2**)
- Cada orificio tiene una válvula de sondeo o Swab Valve y una válvula maestra o Master Valve, lo que permite tener y probar dos barreras independientes entre ellas del orificio o conducto de producción del árbol.
- Los árboles verticales se pueden instalar y recuperar con ayuda del ROV
- Los árboles submarinos verticales por su configuración y las partes que lo forman solo requieren la instalación del SSBOP después de correr el aparejo de producción.
- Durante la terminación del pozo, después del lavado de pozo y otras actividades de terminación, con el SSBOP instalado, se corre el aparejo de producción a través del riser de perforación y de los SSBOP, para ser instalados en el cabezal de alta presión o en el Tubing Head Spool. Posteriormente, se retiran los SSBOP y se instala el VXT y se arranca el pozo. El SSBOP se instala y recupera una vez, a diferencia del HXT que requiere retirar por segunda vez los SSBOP para realizar la terminación del pozo.

A continuación, se muestra la secuencia operativa de instalación de un VXT en inglés y en español para conocer los términos utilizados en desarrollos submarinos:

1. Spud the well Riserless.

1. Inicial la perforación del pozo sin riser.

- | | |
|--|---|
| 2. Run connector with low pressure wellhead housing. | 2. Correr la tubería conductora con el cabezal submarino de baja presión. |
| 3. Cement conductor casing | 3. Cementar la tubería conductora. |
| 4. Drill and run surface casing with high pressure wellhead housing (wellhead). | 4. Perforar y correr tubería superficial con el cabezal de alta presión. |
| 5. Cement surface casing | 5. Cementar tubería superficial. |
| 6. Nipple up a subsea BOP on the high-pressure wellhead housing | 6. Correr con el riser de perforación el SSBOP y conectarlo al cabezal submarino de alta presión |
| 7. Complete drilling and cementing program | 7. Terminar de perforar y cementar todas las tuberías de revestimiento |
| 8. Run completion | 8. Correr e instalar el aparejo de producción |
| 9. Set tubing hanger into the wellhead | 9. Colocar, anclar y probar el Colgador de TP en su nido ubicado en el cabezal submarino o en el Tubing Head Spool |
| 10. Set wireline plugs through tubing hanger running tool and test | 10. Con línea de acero, correr a través del colgado de TP y del THRT tapones ciegos o barreras temporales y probar su anclaje y hermeticidad. |
| 11. Retrieve tubing hanger running tool | 11. Recuperar a superficie el THRT |
| 12. Nipple down BOP | 12. Desconectar SSBOP |
| 13. Pull BOP and marine riser to surface | 13. Sacar a superficie SSBOP y riser de perforación |
| 14. Install vertical tree either from the rig or an alternative vessel and perform test on the tree. | 14. Instalar VXT con la MODU o con MPSV, Con ayuda de ROV y probar su conexión |
| 15. Rig up intervention package. | 15. Instalar paquete de intervención a pozos para correr línea de acero |
| 16. Remove wireline plugs. | 16. Recuperar tapones |
| 17. Recover intervention package. | 17. Recuperar paquete de intervención |
| 18. Install a tree cap. | 18. Instalar ITC y TDC |

4.2 Mono Bore Vertical Subsea Tree

A diferencia de los sistemas anteriores donde el acceso vertical tanto a fondo de pozo como al espacio anular es a través del XT, el árbol vertical con un solo orificio, ver **figura 4.3**. Generalmente se utilizan en aguas someras, [28] Tiene las siguientes características:

- Al no tener acceso al espacio anular en forma vertical, se diseña el acceso al espacio anular a través del bloque o cuerpo sólido del árbol, se aíslan los conductos de producción de los servicios, evitando algún posible contacto con el ambiente marino con la presión en cabeza del pozo.
- Para facilitar las operaciones de reparación de pozos, así como de terminación del pozo, el Tree Cap o capucha del XT está diseñada para ser instalada o recuperada sin equipo superficial como ULA.
- Por contener un solo orificio de producción se considera que la simplicidad en el diseño del sistema del colgador del aparejo de producción o Tubing Hanger System, permite una fácil orientación e instalación durante la terminación del pozo y una fácil recuperación durante las operaciones de recuperación de pozos.
- Algunos diseños incorporan una segunda tapa o válvula para actuar como respaldo al cerrar el espacio anular.

[52]

Figura 4.3 *Árbol submarino vertical de un solo orificio marca OneSubsea*



[52]

4.3 Mono Bore Horizontal Subsea Tree

Los árboles submarinos de un solo orificio o Mono Bore, también llamado orificio de producción, son utilizados en configuración de árboles submarinos horizontales, ver **figura 4.4**. A diferencia del dual bore, mantienen una comunicación estrecha con el espacio anular a través de un orificio y el conducto ubicado en el cuerpo sólido o bloque sólido del árbol submarino. Según los diseñadores, esta configuración representa una mayor seguridad para el control y monitoreo de fondo de pozo por espacio anular, debido a que el conducto para acceso al EA forma parte del cuerpo sólido del XT, permite colocar válvulas de control/acceso tanto para la válvula maestra como la válvula lateral electrohidráulicas. Estas válvulas son operadas desde el cuarto de control del pozo ubicado en la unidad flotante de proceso que se encuentra a varios kilómetros del fondo marino. Con esta funcionalidad y capacidad operativa, este tipo de árboles, así como los sistemas submarinos que se colocan sobre el XT controlan el pozo durante una intervención de fondo de pozo.

Figura 4.4 *Árbol submarino horizontal marca OneSubsea*



[53]

Para el desarrollo de este tipo de árbol submarino se consideró la necesidad de simplificar las herramientas además de las operaciones de reparación o intervenciones a pozos, en algunos casos eran muy frecuentes.

A continuación, se muestra una secuencia operativa de un HXT en inglés y español para conocer los términos utilizados en los desarrollos submarinos.

- | | |
|---|--|
| 1. Spud well drill top hole | 1. Inicia la perforación de la primera etapa |
| 2. Deploy BOP stack on marine riser | 2. Corre e instala SSBOP con el riser de perforación |
| 3. Drill to TD, run and cement liner | 3. Se perforan todas las etapas |
| 4. Install temporary barriers | 4. Se corre y cementa la TR de explotación |
| 5. recover BOP stack | 5. Se instalan en la TR tapones o barreras temporales |
| 6. Deploy and test Xmas tree | 6. Se recupera el SSBOP |
| 7. Redeploy BOP stack on marine riser | 7. Se baja, conecta y prueba el HXT |
| 8. Remove temporary barriers | 8. Se baja nuevamente el SSBOP y se instala con el riser de perforación sobre el HXT con ayuda del ROV |
| 9. Run downhole completion and TH | 9. Se recuperan los tapones temporales |
| 10. Test completion and interfaces | 10. Se corre el aparejo de producción con TH |
| 11. Flow test well | 11. Se arranca el pozo para hacer las pruebas de producción |
| 12. Install TH plug and internal tree cap | 12. Se fluye el pozo a superficie |
| 13. Connect flowline jumpers and flying leads | 13. Se instalan lo PC dentro del HXT y se coloca la ITC |
| 14. Recover intervention string | 14. Se conecta el Flowline Jumpers y los FL's |
| 15. Recover BOP stack | 15. Se recupera LSA de terminación de pozos |
| 16. Commission well from platform | |
| 17. Install protective cover | |

16. Se recupera a superficie los SSBOP
17. Se hacen los preparativos para entregar el pozo a producción
18. Y se instala TC

4.4 Árboles submarinos Estándar o Standard Configuration Trees

Los árboles submarinos con configuración estándar o Standard Configuration Trees (SCT), ver **figura 4.5**, son diseñados y manufacturados por el fabricante con los requisitos de un operador que tiene varios proyectos en desarrollo. Este tipo de árboles es normalmente utilizando en aguas someras de hasta 300 metros. Sin embargo, para aplicaciones de mayor tirante de agua, también se tienen configuraciones estándar que forman parte de los diseños de cada empresa proveedora de equipo submarino. Existen arboles submarinos para todas las aplicaciones cuyo diseño se ha estandarizado para disminuir costos y tiempo de entrega, ver **figura 4.6**. [54]

Algunas características son:

- Elementos intercambiables
- Valores nominales de presión
- Implementación del THS
- Especificaciones de API 6A y 17D

Figura 4.5 Standard Vertical Subsea Tree



[54]

Figura 4.6 Detalle de un Vertical Subsea Tree



[54]

4.5 Árboles para yacimientos de alta presión y temperatura o High Pressure High Temperature Trees (HPHT)

Los árboles submarinos para alta presión y alta temperatura (HPHT Subsea Tree) se diseñan para los proyectos no convencionales. Pueden operar en ambientales extremadamente difíciles como presión de trabajo de 10,000, 15,000 incluso de 20,000 lb/pg² y temperatura de 177°C (177°F) con configuraciones de árbol Mono Bore vertical y horizontal. [50]. Durante el diseño se busca reducir los costos, simplificar métodos y asegurar el funcionamiento.

Se ha diseñan arboles submarinos tanto vertical como horizontal para estas condiciones severas de trabajo. Para algunos yacimientos en el Golfo de México se han diseñado e instalado árboles submarinos para una presión de trabajo de 15000 lb/pg² y para un rango de temperatura mayor 150° Centígrados. [55] En el mar del Norte se han diseñado e instalado árboles submarinos para una presión de trabajo de 16,680 psi (1,150 bars) y para un rango de temperatura de -33°C a 175°C. [56] Una de las consideraciones a tomar para diseño de este tipo de árboles, es un análisis térmico.

Algunas consideraciones de este tipo son:

- Se instala en ambientes extremos y/o grandes profundidades
- Utiliza válvulas de compuerta y sellos metal a metal (MTM) y sellos de elastómero doble, normados por API Spec 17D
- Probar los árboles a condiciones mayores para las que se requieren por factor de seguridad del API
- Algunas de las normas que siguen están establecidas en AP 17TR8

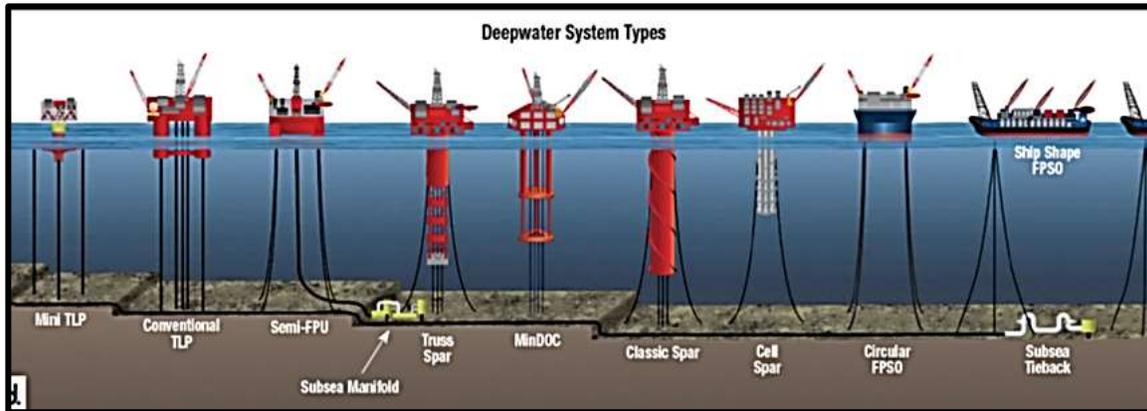
[57]

A finales de diciembre del 2019, Chevron asignó el primer contrato a OneSubsea donde se incluyen árboles submarinos verticales mono bore para una presión de trabajo o WP de 20,000 psi para el campo Anchor en el Golfo de México. [58]

4.6 Árboles submarino amplios diámetros para AP y UAP de hasta 20,000 lb/pg² presión de trabajo o Large Bore Tree, Ultra DW 20k WP

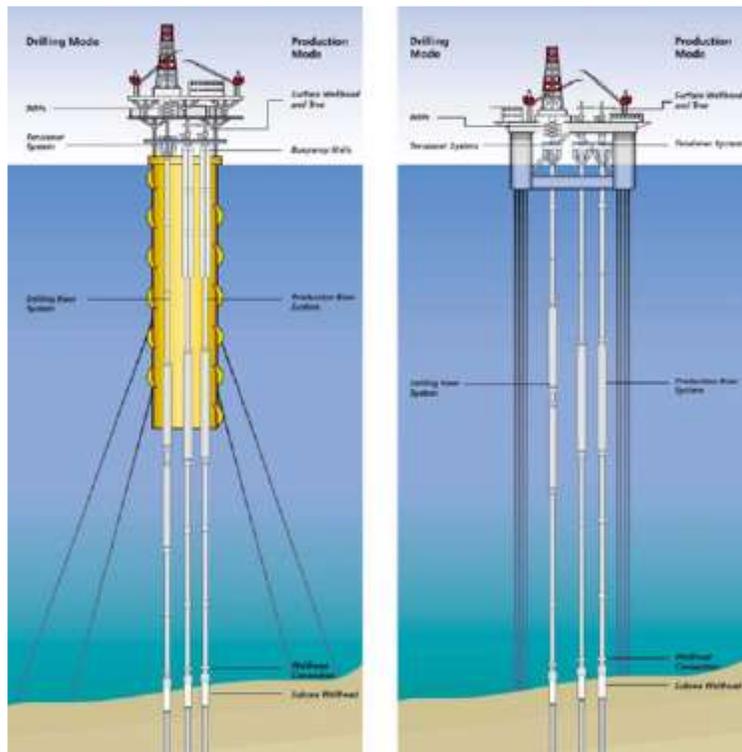
Algunos fabricantes o los mismos operadores llaman a este tipo de Large Bore Trees también como Through Bore Subsea Christmas Trees. Este tipo de sistema submarino permite el acceso directo al pozo desde un equipo flotante, por lo que también se conocen como Direct Vertical Access System (DVA). Básicamente fueron diseñados para la explotación de yacimientos en AP y UAP: para intervenir o entrar a fondo de pozo desde una posición completamente vertical y para ser el medio de transporte para conducir la producción desde el fondo marino a la superficie. En ambos casos se coloca un FPU llamado SPAR o una plataforma TLP, ver **figura 4.7** y **figura 4.8**, regularmente se utilizan en tirantes de agua de más de 1,500 metros.

Figura 4.7 FPU para desarrollo de campos en aguas profundas



[38]

Figura 4.8 FPU o Sistema de producción que utiliza DVA System. Top Tensioned Riser Used on SPAR and TLP



[59]

4.6.1 Intervención a pozos

Las reparaciones o intervenciones a pozos de aguas profundas y UAP son muy costosas y consumen mucho tiempo, incluso las reparaciones menores a equipos submarinos programadas, donde se requiere algún cambio en el estrangulador submarino o Subsea Choke o un cambio de módulo de control submarino (Subsea Control Module, SCM). Las operaciones deben ser ejecutadas mediante un barco especializado o una plataforma semi - sumergible. La instalación de este tipo de árboles obedece a factores económicos, de seguridad y operativos que generan ventajas sobre otros sistemas.

Estos árboles submarinos han demostrado ser muy confiables. Aunque los sistemas submarinos y la terminación de los pozos se diseñan para operar el ciclo de vida de yacimiento. Se han venido presentando fallas en los equipos tanto submarinos como de fondo de pozo, lo que han generado intervenciones menores a los pozos para recuperar los aparejos de producción con mayor frecuencia de lo programado, una

vez cada tres o cinco años. El diseño convencional de configuración de la TP y su TH requiere que el árbol sea retirado, lo que a su vez genera traer un equipo flotante y colocar de sistemas submarinos de control de pozo incluyendo riser de reparación de pozos o Workover Riser. Esta operación consume mucho tiempo, es muy sensible al clima y en algunos deja el pozo temporalmente sin equipos de control de brotes del pozo.

Las razones por las que se intervienen los pozos en AP Y UAP son similares a pozos de aguas someras o de tierra. A continuación, se enlistan algunas de ellas:

- Recuperación de las DHSV o de la válvula de tormenta SCSSV lo que requiere la recuperación del aparejo de producción
- Cambio de intervalo por baja productividad
- Tubería de producción dañada
- Fuga en sellos de Viton de los equipos submarinos
- Cambio del aparejo de producción para colocar las válvulas de BN
- Cambio de aparejo de producción por falla en el bombeo eléctrico centrífugo BEC o ESP

El costo de las intervenciones a los pozos, sobre todo los que utilizan BEC, es elevado por la frecuencia de falla, es mayor que en otros sistemas. Este tipo de árboles de gran diámetro interno o de acceso vertical se combinan con otras soluciones.

El diámetro de un árbol submarino estándar (Véase 4.4 de este capítulo) es de 5 ½, mientras que para un Large Bore, puede llegar a 7 1/16", es decir, el árbol o el sistema submarino conectado al cabezal se amplió a hasta 7 1/16. Además, se diseñó para colgar un TH estándar en el Tubing Head Spool. El sistema permite colocar una válvula check en el TH para controlar el pozo en caso de una manifestación. Este tipo de árbol DVA permite utilizar pistolas que se bajan con tubería de producción o Tubing Conveyed Perforation Guns, empaques con soltadores hidráulicos. Si el pozo es terminado con tubería de explotación de 7" o si se requiere que el aparejo de producción con válvulas de BN. El amplio diámetro del árbol permite todo lo anterior sin uso de quipos especiales.

4.6.2 Operaciones de producción

El sistema es relativamente sencillo incluyendo su instalación y operación. Las ventajas de este tipo de árboles son:

- Control de pozo. El sistema no permite dejar el pozo en ningún momento susceptible a perder el control del mismo y que el árbol submarino no se recupera a superficie
- Bajo riesgo de daño del cabezal submarino. El conector del árbol debe tener una pista de sello metal a metal de lo contrario puede resultar en la pérdida del pozo al no tener hermeticidad el conector del WH.
- Área del espacio anular entre TP y TR de explotación. Este tipo de árboles tiene un área de 4 veces el de un árbol estándar. Esto permite inyectar un mayor volumen de gas de BN, así como instalar árboles con espacio suficiente para colocar el cable de corriente eléctrica en el casco de uso BEC como sistema artificial de producción.
- Prueba de presión. Las pruebas se realizan sobre el TH, el cual contiene todas las pistas y orificios necesarios para poder verificarla correcta instalación de todos los equipos que forman parte del sistema. De existir alguna falla por daño en la pista, el TH se puede retirar inmediatamente para ser recuperado a superficie y revisar tanto el nido del árbol como el mismo TH, sin necesidad de equipos submarinos adicionales.
- Compatibilidad con sistemas convencionales. En este caso se requiere realizar una terminación convencional con árboles estándar o SCT para AP y UAP, el sistema DVA permite la colocación de cabezales de maquinado moderna y la metalurgia adecuada, han permitido contar con esta facilidad
- Compatible con sistemas flotantes de producción. El diseño de este tipo de árboles tiene los elementos para conectar un riser de producción a los sistemas flotantes de producción, permitiendo la colocación de árboles secos o Dry Tree en superficie, en el FPU, para facilitar el manejo de la producción en superficie. El riser de producción, dependiendo del sistema instalado en los pozos, tiene la capacidad de conducir tanto la fase gaseosa por un conducto como la fase líquida por otro.

4.6.3 Consideraciones de diseño de DVA Trees

Este tipo de árboles no es diferente de los SCT, son similares. La diferencia es el diámetro del árbol que es mucho mayor que el convencional. Los componentes son los mismos y también pueden ser operados tanto con un ROV como por sistemas de control electrohidráulicos los cuales permiten la operación del sistema submarino colocado en aguas UAP. Por ser colocados en tirantes muy profundos, este tipo de árboles requiere de combinaciones de equipos, colgadores y sellos MTM especiales para soportar presiones de hasta 20000 lb/pg2.

4.6.4 Puertos de prueba de áreas de sello

Los árboles submarinos se conectan al cabezal submarino. Los SSBOP se conectan al árbol submarino. El riser de perforación se conecta al SSBOP. Los TH se asientan en su nido, puede ser dentro del HXT o dentro del THS en caso de un VXT. Todas estas conexiones y sellos se realizan mediante extensiones pulidas que al acoplarse sellan herméticamente en la parte exterior del XT, del WH o del cuerpo del árbol y están distribuidos en la parte exterior de todos los equipos submarinos. Todos los puertos de prueba pueden ser usados tanto por el sistema submarino de control para realiza las pruebas o por un ROV que por medio de una herramienta especial permite la prueba submarina de los sellos MTM. Es importante aclarar que los puertos de prueba deben de estar diseñados para ser operados desde el cuarto de control ubicado a varios kilómetros de distancia. También hay puertos de prueba que solo pueden ser utilizados con un ROV.

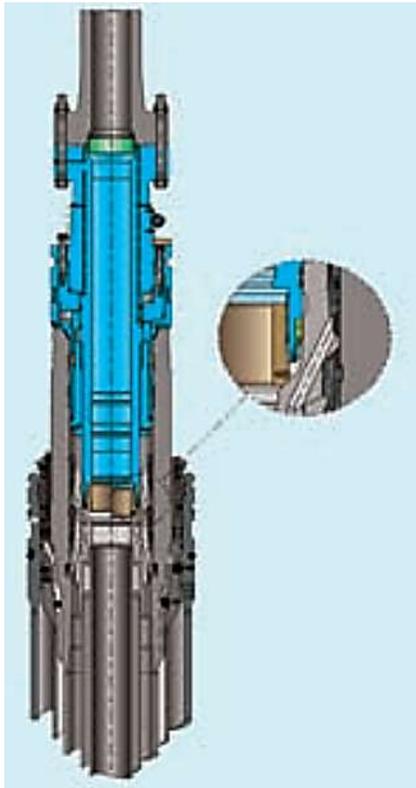
Este tipo de Large Bore Tree es relativamente fácil de realizar las pruebas de sello del TH debido al gran espacio con el que se cuenta dentro del árbol. A diferencia de los árboles convencionales o SCT, es decir, en el mismo viaje donde se corre la TP, se puede probar el sello de la DHSV, todos los sellos de TH que pueden incluir: continuidad en conexiones eléctricas, conexión del sistema para inyección de BN ya que este tipo de TH cuenta con el espacio suficiente para la inyección de gas de BN y la colocación de cables eléctricos para BEC.

Las partes más importantes del Sistema DVA son las siguientes (se describe de lo más profundo a lo menos profundo)

4.6.4.1 Conectores tipo Tieback

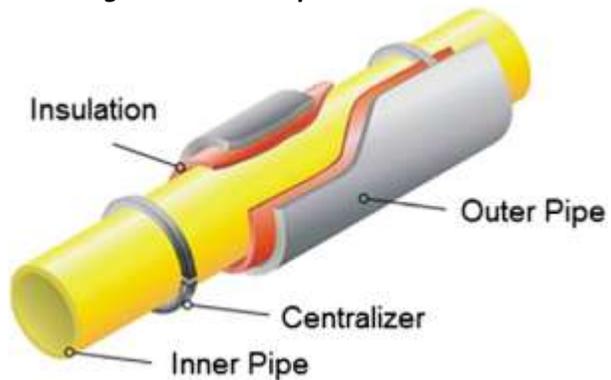
Tieback Connectors, ver **figura 4.9**, son conectores tipo extensiones que permiten la conexión y extensión de la tubería de producción a superficie y también permite la instalación del riser de producción que utiliza una tubería tipo pipe in pie riser, ver **figura 4.10**, el cual con el sistema tensionador, **figura 4.12**, que cuelga del FPU tipo Tieback, cuentan con conectores hidráulicos internos operados desde superficie que se ancla en la parte interna del WH.

Figura 4.9 Conector tipo Tieback o Tieback conector



[60]

Figura 4.10 Pie in pie



[23]

4.6.4.2 Conector externo para aplicaciones DVA.

Este conector se coloca sobre el cabezal submarino para aplicaciones DVA, ver **figura 4.11**. Fue diseñado con un diámetro exterior de 32.5", que es el más adecuado para colocar el conector de Tieback que debe pasar a través de las guías

soporte de la articulación de TLP (TLP keel guides) y de los flotadores del SPAR (Spar Buoyancy cans). Cuenta con un pistón de desbloqueo secundario y tiene numerosas configuraciones de sello metal a metal y de sello de elastómero, que sellan en el colgador de la tubería de revestimiento de explotación de producción, así como también cuenta con un buje que permite tanto al riser de producción como con el conector H4 para un riser de perforación/intervención o para ambas aplicaciones. Este conector tiene una alta capacidad de momento de flexión (Bending Moment) de 4.7 ft/lb y 1,000 psi de presión interna, combinada.

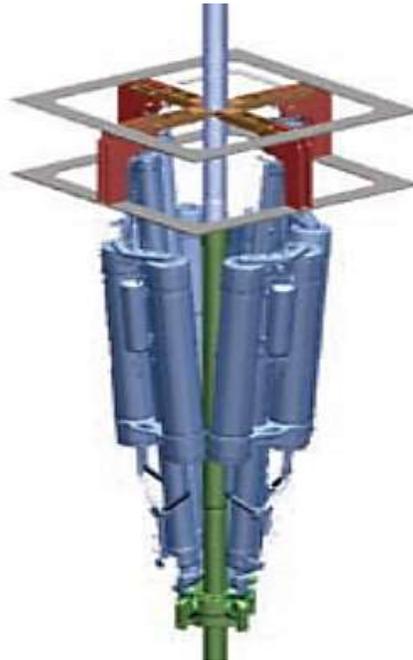
Figura 4.11 Conector externo para aplicaciones DVA

[60]



Figura 4.12 Sistemas de tensionamiento del riser vertical de producción o Top Tensioned Riser (TTR)

[60]

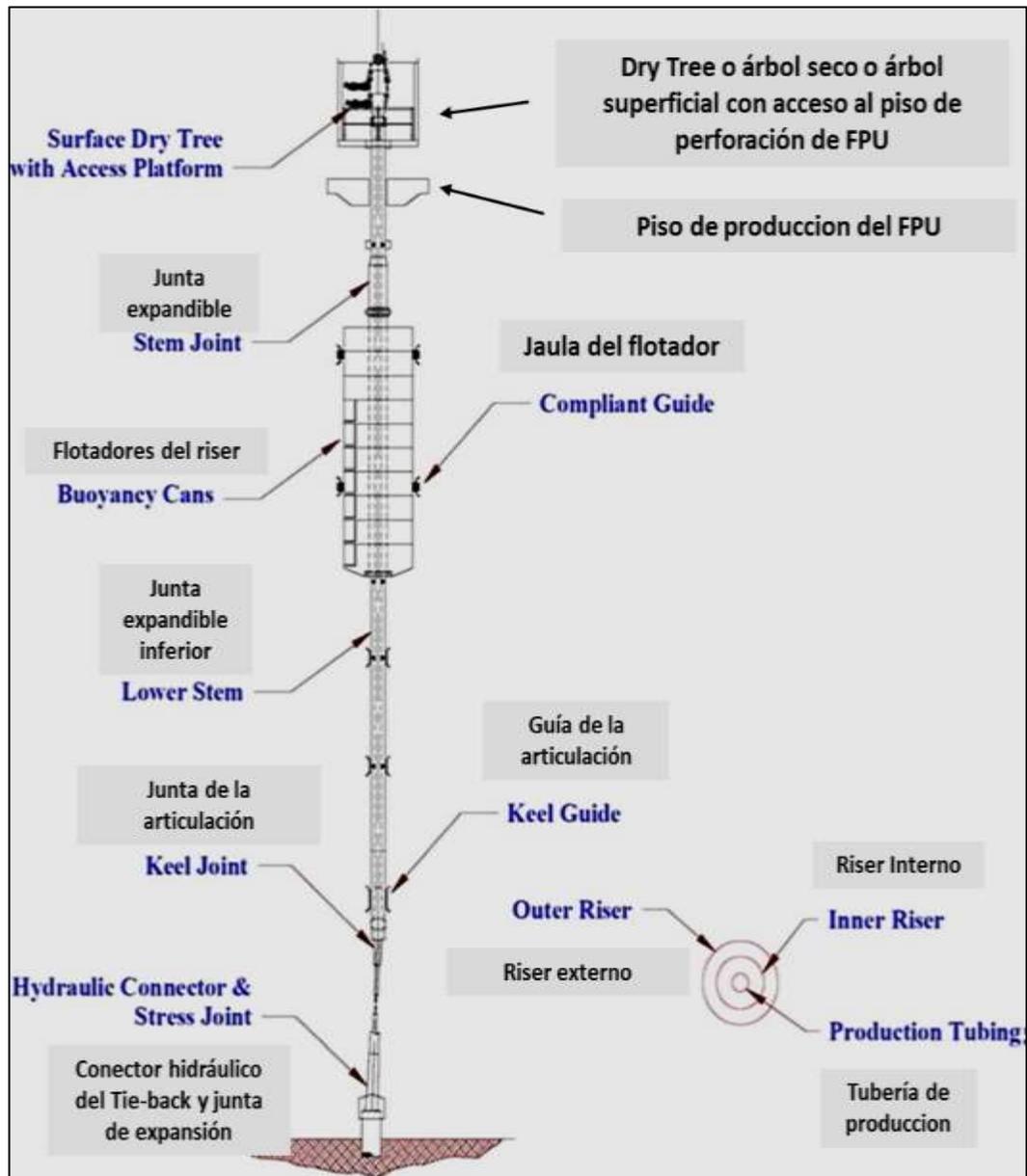


4.6.4.3 Cabezales superficiales o Surface Wellhead y Árbol seco o Dry Tree

Los conectores tipo Tieback (véase 4.6.4.1), permiten extender a superficie algunas tuberías de revestimiento, si fuera necesario, o extender únicamente la tubería de explotación y el aparejo de producción, ambos dentro del riser vertical de producción o Top Tensioned Riser (TTR) que cuelga del sistema de tensionamiento del FPU,

esto permite conducir a superficie e instalar la tubería de escurrimiento de producción o bajantes (nombre adoptado en campo debido al sentido de la producción de hidrocarburo que transportan hacia el sistema de cabezales de recibo del FPU que se encuentra debajo del piso de producción. Los árboles secos o Dry Trees que se muestra en la **figura 4.14**, están diseñados para manejar la producción de fondo de pozo en superficie, exactamente igual que un árbol terrestre o árbol para aguas someras. Para explicar la funcionalidad y similitud con los Dry Trees o árboles secos para desarrollos en aguas profundas, se muestran dos ejemplos que se muestran en la **figura 4.16** y **figura 4.17**.

Figura 4.13 Componentes básicos del sistema DVA para SPAR y TLP



[61]

Los Dry Tree están diseñados para cumplir con las normas de diseño y operación, no añaden un peso adicional al FPU, no están fijados a la plataforma ya que cuelgan del sistema de tensionamiento, permiten que la plataforma se mueva en relación con el oleaje, cuelgan con cabezales superficiales que permiten colgar y extender a superficie cierto número de TR's, del cabezal principal superficial se cuelgan una

extensión del aparato de producción, permiten el acceso vertical a fondo de pozo, con la colocación, si fuera necesario, de BOP superficiales y tienen la ventaja de que todas las tuberías de revestimiento se encuentra colgadas en el cabezal submarino.

Figura 4.14 Corte de Cabezales superficiales y Árbol Seco o Dry Tree Doble Orificio en inglés es Dual Bore DVA Surface Wellhead and Tree System

[60]

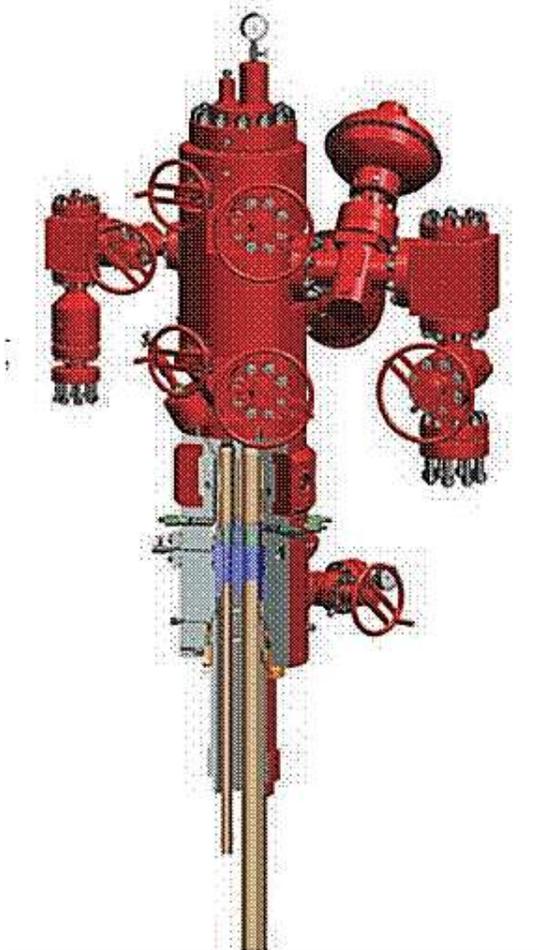


Figura 4.15 Estructura diseñada para tener acceso al Dry Tree

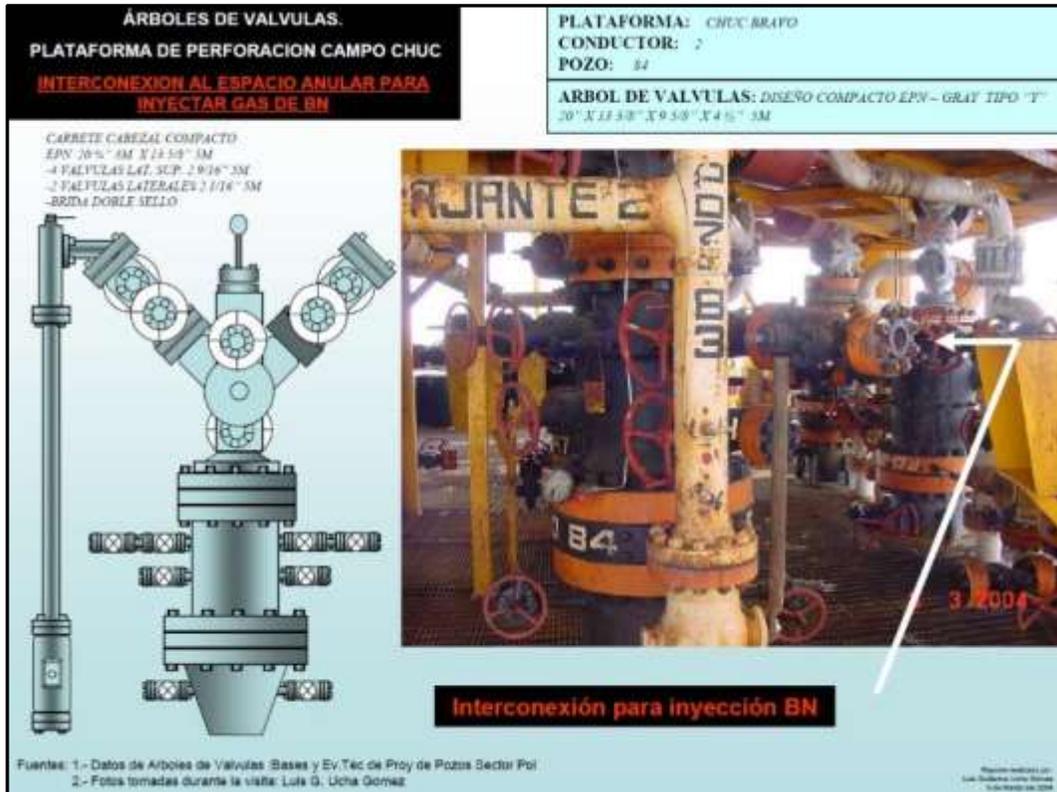
[60]



El sistema DVA con todos sus componentes, permite extender a superficie los pozos que fueron perforados completamente con cabezales submarinos, teniendo la

ventaja de la administración de la producción desde la superficie ya que el Dry Tree al recibir la producción, ubicado en el piso de producción de la plataforma FPU, permite el control total del pozo y da los elementos para el manejo de la producción en superficie. En el piso de producción se colocan estructuras prefabricadas y ensambladas en el lugar, para permitir el fácil acceso, tal como si estuviera un pozo para servicio en aguas someras, ver **figura 4.15**.

Figura 4.16. Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras



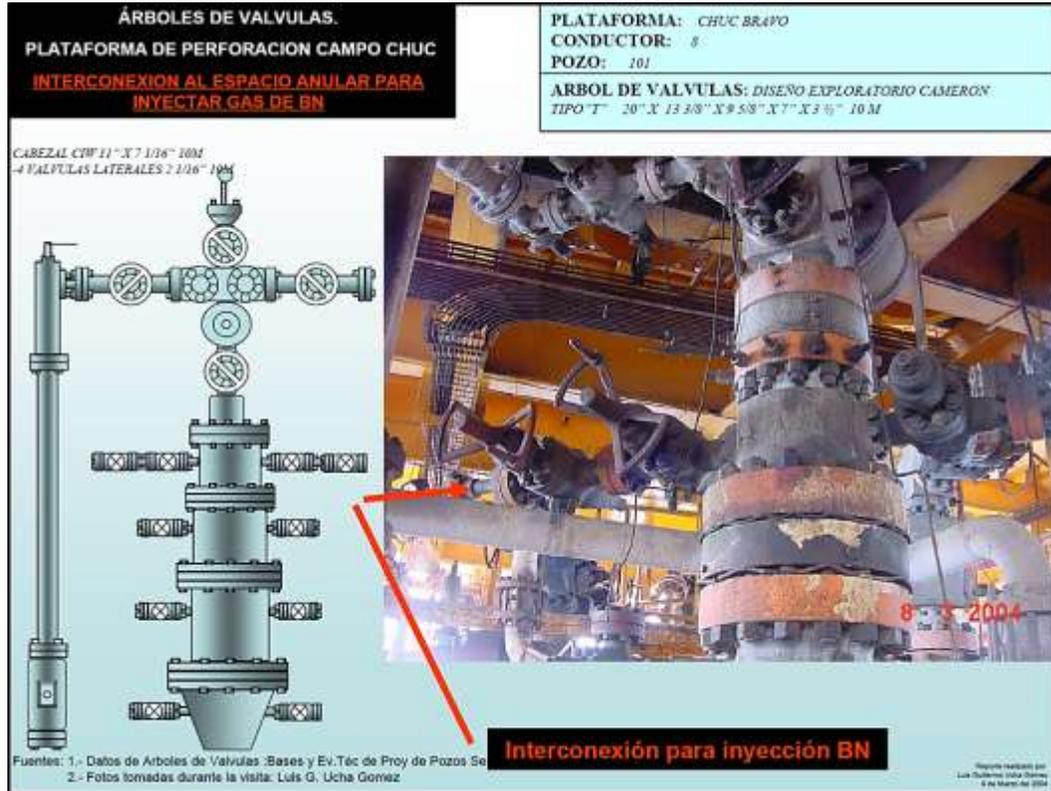
Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas técnicas

Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras

El nombre que describe este equipo que se muestra en la **figura 4.16** es: **Árbol de Válvulas de diseño compacto para plataforma fija marca EPN Gray Tipo "Y".** Medidas: 20" X 13 3/8" X 9 5/8" X 4 1/2" 5,000 psi. El cabezal superficial que se utiliza para esta aplicación es: **Carrete Cabezal Compacto EPN Gray 20 3/4" x 13 5/8" 5,000 psi** con 4 válvulas superficiales laterales tipo compuerta de 2 9/16" 5,000 psi y dos válvulas superficiales laterales tipo compuerta 2 1/16" 5,000 psi. Del lado izquierdo se muestra el diagrama del árbol y del lado derecho se observa una foto del árbol de válvulas tomada en

el 2004, donde se puede observar el piso de producción de la plataforma fija y la tubería de escurrimiento o bajante en color blanco, tubería que transporta el aceite crudo al cabezal de recibo de producción de la plataforma para su envío vía ductos submarinos a la plataforma de producción.

Figura 4.17. Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras



Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas técnicas

Diagrama y foto de un árbol para servicio en aguas someras

El equipo que se aprecia en la **figura 4.17**, es: Árbol de Válvulas de diseño exploratorio marca Cameron Tipo "T". Medidas: 20" X 13 3/8" X 9 5/8" X 7" X 3 1/2" 10,000 psi. Las medidas descritas corresponden al diámetro interno de cada carrete. El carrete de producción o Tubing Spool es llamado: Cabezal de producción 11" x 7 1/16" 10,000 psi con 4 válvulas superficiales laterales tipo compuerta de 2 1/16" 10,000 psi y que aloja en su interior un nido para un TH de 3 1/2" 10,000 psi. Del lado izquierdo se muestra el diagrama del árbol y del lado derecho se observa una foto del árbol de válvulas tomada también en el 2004. La foto muestra a diferencia del diagrama, la colocación de bridas doble sello para colocar elementos internos de sello para permitir

cambios en la presión de trabajo de los equipos. En el caso de la brida doble selle debajo del medio árbol de válvulas se infiere que se utilizó un TH de cuello extendido para permitir mayor control de la presión del pozo o simplemente porque no se tenía en existencia el TH de cuello corto.

4.7 Árboles submarino para diseño específico por el operador

El árbol submarino es un sistema contenedor de presión colocados en el cabezal submarino, son equipos diseñados para administrar, regular y controlar la producción de hidrocarburos y es también el único medio para controlar el pozo durante la vida productiva del yacimiento.

Como otros equipos submarinos, los XT se diseñan en función de varios de los siguientes factores:

- Características de los hidrocarburos a transportar.
- Características del yacimiento en función del tipo de formación: yacimientos naturalmente fracturados o arenas no consolidadas.
- Profundidad a la que van a ser instalados y operados los XT's y los equipos submarinos
- Número de funciones de fondo de pozo que el XT va a operar
- Tipo y volumen de químicos inhibidores que requiere el pozo para controlar la corrosión, hidratos de gas, incrustaciones orgánicas e inorgánicas, resinas entre otros
- Requerimientos específicos del campo al que pertenece el sistema pozo-árbol submarino-sistema submarino de recolección y transporte. Estos requerimientos del yacimiento y de fondo, los cuales sirven para diseñar el XT. También funcionan para determinar el sistema submarino de recolección y el sistema submarino de control el cual permite el envío de corriente y de señales eléctricas e hidráulicas para que todo el sistema pozo- árbol sistema submarino funcione y los yacimientos pueden ser explotados en forma adecuada.

Los árboles submarinos, por diseño del operador, se divide básicamente en cuatro tipos:

- Árboles submarinos estándar con un 80% del inventario ya listo

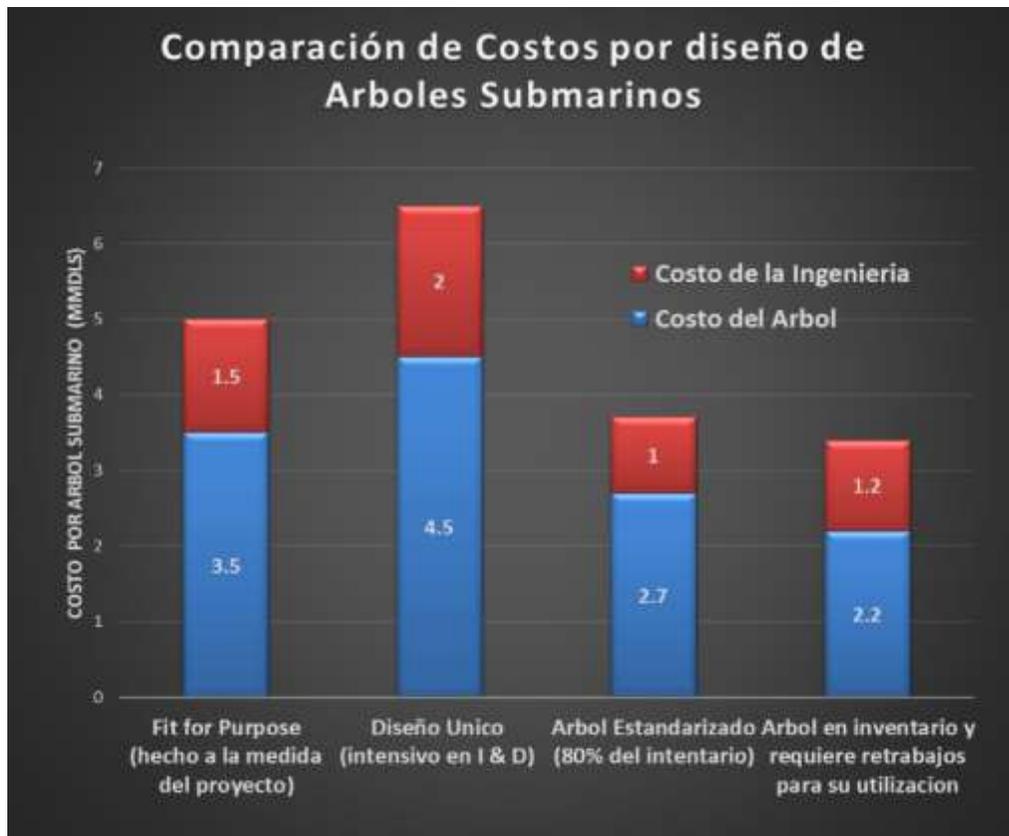
- Árboles submarinos a la medida o no estándar o árboles diseñados para cumplir requerimientos específicos o Fit for Purpose
- Árboles submarinos de diseño único intensivo en investigación y desarrollo
- Árboles submarinos en inventario que requiere alguna ingeniería adicional y trabajos finales para su prueba en fábrica

Los árboles estándar han sido diseñados por las compañías fabricantes para cumplir con los siguientes objetivos:

- a) Reducir costos de ingeniería, procura de materiales y fabricación;
- b) Estandarizar la ingeniería de detalle y reducir el tiempo de elaboración de la ingeniería de detalle;
- c) Desarrollar proveedores de materia prima confiables y certificados;
- d) Contar con materias primas estratégicas para reducir los programas de manufactura;
- e) Cumplir con las normas ISO de calidad y las API de diseño;
- f) Disminuir tiempos de fabricación y pruebas en fábrica;
- g) Optimizar los intervalos de materia prima y de proveedores;
- h) Optimizar las cadenas de suministros;
- i) Disminuir tiempos de prueba de los equipos y sistemas;
- j) Disminuir el inventario de herramientas para instalación y prueba submarina;
- k) Mejorar el servicio de atención al cliente;
- l) Disminuir el tiempo de intervención a los pozos estandarizando herramientas de intervención;
- m) Disminuir costos de renta de barcos especializados (MPSV) mediante la negociación de contratos a mediano y largo plazo de embarcaciones para intervención a pozos;
- n) Disminuir tiempo de instalación submarina de los XT;
- o) Disminuir riesgos inherentes a la operación del XT durante la explotación del campo;
- p) Facilita la capacitación de las compañías operadoras de ROV para uso eficiente de las herramientas de interfase para operar los árboles submarinos ya instalados;
- q) Desarrollar ingenieros diseñadores para mejorar los productos estándar;

- r) Diseñar desde FEED, los sistemas de conexión del árbol al sistema submarino también del sistema submarino completo (ver punto 3.4.3 Conector de la línea de flujo o Flowline Connector), y
 - s) Diseñar el sistema de control durante el FEED, para operar el XT.
- [39]

Figura 4.18. Comparación de costos por diseño



[62]

En la gráfica de izquierda a derecha, la primera barra representa el costo de un árbol que se hace a la medida para cumplir con las características que el pozo – yacimiento – proyecto. Se trata de un equipo que, basado en un diseño previo, un diseño estándar se modifica o se adecua a las condiciones específicas del proyecto (Fit for purpose). En muchas ocasiones, estos requerimientos generan modificaciones que incrementa el costo y tiempo de fabricación.

La segunda barra es el costo aproximado de un árbol submarino nuevo que requiere investigación y desarrollo. Son equipos que el fabricante de árboles

desarrolla internamente con sus propios recursos y personal, innovando el diseño, siguiendo la normatividad, los materiales utilizados, y mejora la funcionalidad del equipo, así como hace más eficiente la operación del XT y del pozo.

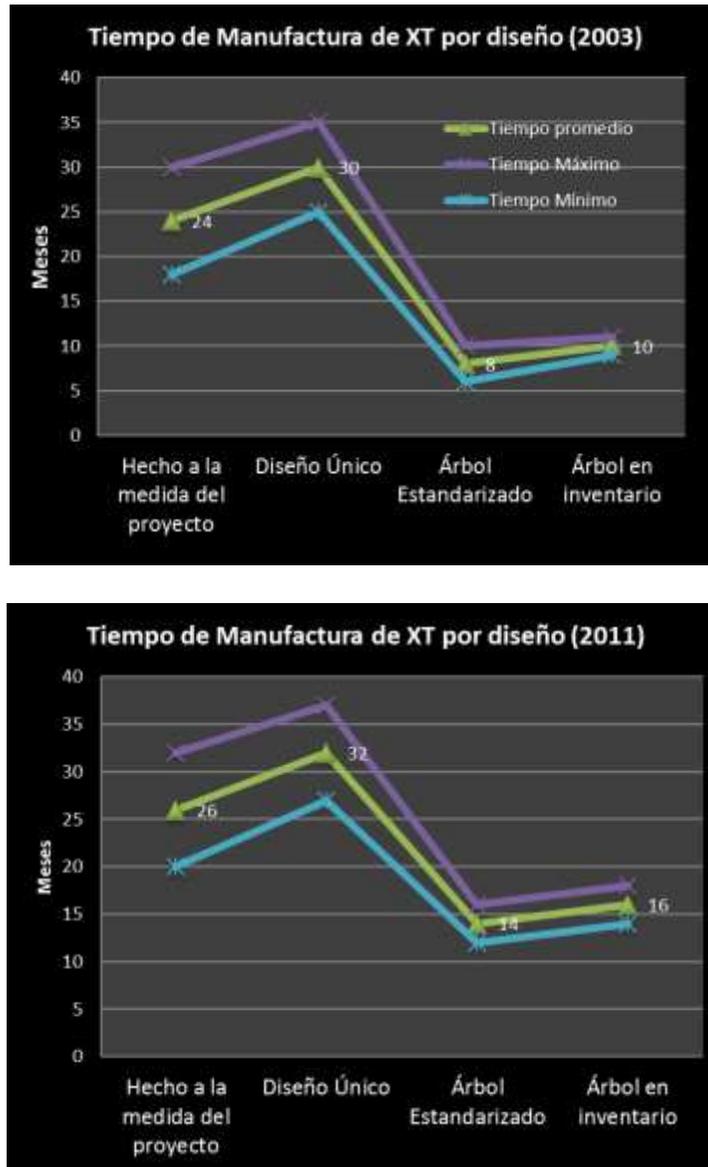
La tercera, es el costo aproximado de un árbol estándar que el fabricante diseña, manufactura y que cumple con la mayoría de los requerimientos de los yacimientos ubicados en aguas profundas en el mundo. Su rango de aplicación es muy amplio y en muchos de los casos se adaptan a nuevos requerimientos del pozo, añadiendo módulos que permiten la conversión de inyección de gas o BEC.

*La cuarta barra es el costo aproximado del árbol de inventario, es decir, con las partes más importantes de un árbol submarino, que pueden ser utilizadas para diferentes aplicaciones y que el tiempo de entrega sea menor, **figura 4.19**. tanto la compra como la adquisición del inventario de este tipo de parte de XT, obedece al plan estratégico de procura de materiales de la compañía fabricante.*

Estos planes dependen de las condiciones de materiales, condiciones de oferta y demanda de XT, de programas de desarrollo de proyectos marinos en el mundo (aguas someras, profundas y UAP), administración contable del activo fijo, desarrollo de proveedores confiables y región de mundo donde la demanda puede ser mayor que la oferta entre otros factores. Para las compañías de manufactura de equipos marinos que dependen de los costos de materiales y de los procesos metalúrgicos, la adquisición de procura de materiales les permite disminuir sus costos y ofrecer mejores precios de sus productos y mejorar el tiempo de entrega. [23]

Los árboles almacenados, es decir, en inventario representan un alto costo por el activo fijo no productivo, por lo que el costo contable afecta el estado de resultados de la compañía, incrementando los impuestos y disminuyendo la utilidad neta, por lo que la estrategia de procura de materiales juega un papel importante en la eficiencia de la inversión y el retorno que espera la compañía fabricante de equipo submarino. Finalmente, este tipo de árboles pueden ser utilizados como árboles estándar, no estándar o con requerimientos específicos. Por lo tanto, es importante contar con ellos desde el punto de vista del fabricante. Al operador le interesa dar a conocer sus programas de requerimiento de equipos submarinos para permitir a los fabricantes desarrollar la estrategia interna y programa de gatos de forma adecuada para ambos.

Figura 4.19 Comparación de tiempo de manufactura por diseño de XT



[62]

La **figura 4.19** muestra el tiempo de fabricación prometido de los diferentes árboles de diseño ya especificado.

La línea intermedia de color verde en las gráficas, con la información disponibles hoy en día, representa el tiempo promedio de ingeniería, manufactura de cada diseño, dependiendo de la demanda de acero, certificación de la materia prima y sobre todo de la demanda de XT. Para elaborar un programa de perforación y terminación de

pozos (en aguas profundas) se toma el tiempo máximo y mínimo de entrega de los equipos submarinos y en especial de los XT afecta al programa de perforación de los pozos submarinos. por estas causas, el tiempo de entrega de los equipos submarinos, es el factor más importante en la planeación del proyecto de desarrollo del campo durante la elaboración del FEED y posteriormente, derivado del plazo de ejecución de los contratos de manufactura respectivos, este periodo de tiempo se ajusta para poder realizar el programa de ejecución del proyecto. El tiempo de entrega de los equipos submarinos incide directamente en el programa de ejecución: el inicio de la producción de los pozos lo que marca el inicio de la explotación del yacimiento.

El programa de ejecución del proyecto considera el tiempo de entrega de todos los componentes de un proyecto que son requeridos para el inicio de la producción. En la **tabla 4.3**, se resume toda la infraestructura requerida en un proyecto de desarrollo de campos, incluyendo el yacimiento. La falla de un componente o atraso en la entrega, significa el atraso en el inicio de la producción.

Tabla 4.3 Infraestructura para el desarrollo de campos petroleros

UBICACIÓN	TIERRA	AGUAS SOMERAS	AGUAS INTERMEDIAS		AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA PROFUNDAS	FUNCIÓN PRINCIPAL
Componente		hasta 100 metros de TA	100 - 500 metros de TA		500 - 1500 metros de TA	
Medición	6) Medición y almacenamiento	6) Medición y almacenamiento	6) Medición y almacenamiento		6) Medición y almacenamiento	Instalación que permite el almacenamiento de los hidrocarburos producidos así como la medición final previo al envío a transporte o transformación
Ductos	5) Ductos de exportación	5) Ductos de exportación	5) Ductos de exportación		5) Ductos de exportación	Ductos que permiten el transporte de los hidrocarburos separados (gas, aceite crudo y condesado desde la instalación de proceso a la estación de almacenamiento)
Instalación de producción	4) Batería de Separación	4) Plataforma de enlace - producción - bombeo - compresión - medición	4) Plataforma de enlace - producción - bombeo - compresión - medición	4) Instalación flotante de producción o Equipo Flotante de Proceso o FPU o Host de producción	4) Instalación flotante de producción o Equipo Flotante de Proceso o FPU o Host de producción	Instalación que permite la separación de las corrientes de hidrocarburos separando agua, aceite, gas y condesados, así como incrementa la presión de los fluidos producidos para ser enviados para su venta y/o transformación previa medición de gastos.
Ductos	3) Ductos terrestre de recolección	3) Ductos Submarinos de recolección	3) Ductos Submarinos de recolección	3) Sistema submarino de recolección y transporte	3) Sistema submarino de recolección y transporte	Da los medios para transportar y recolectar los hidrocarburos desde los pozos hasta la instalación de producción
Pozos	2) Pozos y árbol de producción	2) Pozos y árbol de producción	2) Pozos y árbol submarino	2) Pozos y árbol submarino	2) Pozos y árbol submarino	Comunicar el yacimiento con superficie / Control de funciones de fondo de pozo y control de la producción de hidrocarburos
Yacimiento	1) Yacimiento	1) Yacimiento	1) Yacimiento	1) Yacimiento	1) Yacimiento	Acumulación de hidrocarburos económicamente explotable

Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas técnicas

Los árboles no estándar (árboles diseñados para cumplir requerimientos específicos o fit for purpose). Cuando uno de los siguientes factores forma parte de los criterios

del diseño del árbol submarino, entonces el árbol estándar no es el adecuado y se diseña un árbol submarino Fit for Purpose:

- Se requiere un diámetro de producción mayor a 5". En algunos sistemas artificiales de producción, se requieren equipos adicionales en el XT, los equipos son estandarizados. Algunos de sus requerimientos son específicos y se derivan del diseño estándar, de requerimientos de operación para abatir tiempos de perforación, tiempos de instalación diferentes a los estándares y operaciones de intervención a pozos que se pueden requerir en el XT.
- El diseño estándar no cumple con los requerimientos del campo.
- El número de funciones en fondo de pozo que se requieren, es mayor a las que cuenta el diseño estándar. Es decir, se puede requerir de más sensores de presión, temperatura, más puntos de inyección, más líneas hidráulicas de control entre otras funciones.
- El volumen de inhibidor de hidratos es mayor al que se maneja en el diseño estándar.
- El equipo periférico del árbol no se puede instalar en él.
- Los requerimientos de intervenciones a pozos son mayores a las capacidades del árbol estándar.
- El tiempo de fabricación del árbol no es ruta crítica, es decir cuando hay otros equipos con mayor tiempo de fabricación y el pozo lo requiere.
- En contenido de H₂S y CO₂ en los hidrocarburos producidos superan las aleaciones metálicas.
- Cuando los metales del árbol estándar no soportan la aleación generada por las partículas de arena contenidas en los hidrocarburos.
- El tirante de agua es mayor al del dial de diseño estándar.
- Los actuadores de las válvulas son más grades que los actuadores del árbol estándar
- Cuando los requerimientos de seguridad, disminución de riesgos, confiabilidad, operatividad y mantenimiento son mayores a los diseñados en los árboles estándar.

Cuando el plan de explotación del campo específico requiere un desarrollo de ingeniería no estándar para fabricar algún árbol submarino o algún equipo del sistema

submarino, entonces se diseña el equipo para cumplir con los requisitos específicos. A continuación, se presentan algunos elementos que se toman en cuenta para desarrollar el proyecto en caso de usar un diseño no estándar.

- Un tiempo de fabricación mayor con respecto a un árbol estándar (desde 18 hasta 30 meses), que depende de la complejidad del equipo, aleación del XT, disponibilidad de la materia prima y tiempo de entrega.
- Desarrollo y/o adecuación de la ingeniería del XT, por ejemplo, si se requiere que el árbol trabaje a menor presión que el estándar. La ingeniería de detalle del XT, proceso de manufactura y pruebas deben ser revisadas y adecuadas a los nuevos requerimientos.
- Disponibilidad de las plantas de manufactura para su construcción y pruebas.
- Manufactura de equipo especial para correr el árbol submarino.
- Incremento de inventarios de herramientas especiales para desarrollar varios campos con diferentes árboles no estándar, requiriéndose invertir en todas las herramientas y equipos disponibles para correr, probar, instalar y recuperar.
- Uso de árboles submarinos no estándar evita que sean reutilizados en otros proyectos, a menos que el yacimiento o los yacimientos tengan las mismas características para el que fue diseñado.
- De requerirse un árbol no estándar y suponiendo que se tengan componentes en inventarios almacenados, se requiere realizar una reingeniería para adecuarlos a las nuevas especificaciones, lo que genera mayor tiempo de entrega por adecuaciones tanto a la ingeniería como al equipo, los costos de fabricación y adecuaciones mayores.
- Los costos de manufactura de árboles no estándar se incrementan hasta en un 50% a 100% en comparación con el árbol estándar, debido básicamente a las adecuaciones, procesos de manufactura de la planta, lo que está en función directa del número de árboles a adquirir.

[39]

4.8 Dry trees y Wet Trees

Los desarrollos de campos en AP y UAP ha ido cambiando y evolucionando con respecto al tiempo. Los criterios que se consideraban técnicamente y

económicamente viables para un proyecto, se han modificado, como los criterios de evaluación, equipos submarinos y flotantes por mencionar algunos.

La ejecución de los desarrollos de AP y UAP dependen básicamente del sistema flotante ya sea embarcación, plataforma de perforación barco de instalación, barco de proceso, barco abastecedor o un sistema flotante de producción para explotación del yacimiento una vez evaluado.

El uso de árboles mojados o Wet Trees y de árboles secos o Dry Tree, impacta en el sistema flotante o embarcación y en la operación del campo, que fue descrita en la filosofía de la operación del campo. En ésta, se consideran los gastos operativos que genera cada uno de estos componentes de equipos flotantes, por ejemplo, permitir la intervención, mantenimiento de los pozos y por lo tanto la continuación de la producción, la rentabilidad de la intervención, la disponibilidad y confiabilidad de los pozos productores. [63]

La disponibilidad se refiere al número de días al año que el pozo está disponible u operando y que produce el gasto para el que fue diseñado. Un indicador en porcentaje elevado significa que el pozo está disponible más días al año y por lo tanto se mantiene produciendo. Una disponibilidad del 100%, indica que el pozo opera y produce todo el año. Este criterio no tiene que ver con el gasto de producción, solo con el tiempo que está disponible para producir. La confiabilidad del pozo, está relacionada con la disponibilidad, se calcula en función de diferentes factores de calidad de los componentes de los equipos o sistemas que permiten producir los pozos. Por ejemplo, con un enfoque en árboles de válvulas, la confiabilidad de pozo está en función del tiempo de falla de algunos de sus componentes. Si falla un componente del XT, la operación del pozo puede ser limitada por el cierre del pozo, disminuyendo la capacidad y la confiabilidad del sistema.

Para los ingenieros petroleros, el desarrollo de un campo en AP y UAP se diseña en función del requerimiento operativo de los pozos, es decir de la terminación del pozo, cómo se van a operar los pozos, probabilidad de falla de los componentes del pozo para planear y programar el mantenimiento a los pozos. Como se sabe, en el diseño de la terminación del pozo se determina el mejor diseño de la perforación del pozo y

con esto, se determina la plataforma de perforación adecuada técnicamente como disponibilidad en el mercado.

El requerimiento del tipo de árbol o XT siempre se determina durante la planeación del proyecto, en específico durante los estudios de FEED que se llevan a cabo bajo la metodología actual denominada FEL (Front End Loading). Aunque ambos XT o sistemas han sido exitosamente utilizados en el desarrollo de yacimientos en AP y UAP, conforme se han ido operando, se han determinado algunos criterios para tomar decisiones correctas en cuanto a su uso.

Una compañía consultora de la firma de ingeniería de nombre KBR, ha desarrollado una metodología de análisis que incluye métricas técnicas y económicas que permiten la selección del concepto de desarrollo de los proyectos ubicados en AP o en UAP. Esta metodología y métricas ayudan a los planeadores a elegir el Wet Tree o Dry Tree o una combinación de ellos. En función del diseño de los pozos, métodos de perforación de pozos, programa y tipo de intervenciones a pozos, tamaños de las instalaciones y muchos más aspectos operativos.

4.8.1 Uso de Dry trees

Para la selección de los sistemas de árboles secos, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios: [64]

4.8.1.1 *Tirante de agua.*

Los sistemas de árboles secos se utilizan en tirantes de agua entre 150 a 600 metros y son adecuados para todas las geometrías de los yacimientos donde un drill center puede perforar pozos desviados para llegar a los objetivos dentro del yacimiento.

El uso de árboles secos está limitado por el tirante de agua, para tirantes de agua mayores a 1500 metros, la instalación flotante debe ser mucho más grande incrementado su costo. Lo anterior se debe a que debe soportar las cargas generadas por los risers verticales de producción y por el sistema de anclas que son mucho más largos y pesados precisamente por el incremento del tirante de agua, generando risers de producción más caros y pesados para soportar la presión hidrostática generada por la columna de agua y demás, exceden la capacidad de los sistemas de tensionamiento de los risers.

Adicional al peso excesivo, existe un factor operativo importante: los FPU que utilizan árboles secos, están anclados al fondo marino ya sea por el sistema de anclas o Mooring System o por patas tensas en el caso de las TLP. Éstas a mayor tirante de agua, más largos son los tendones o patas tensadas. Las TLP como SPAR son estructuras flotantes y están sostenidos mediante una fuerza de jalón hacia abajo provocada por los tendones (la fuerza contraria, es decir, la fuerza hacia arriba generada por la flotación del equipo). Esto provoca que las estructuras se muevan en un círculo operativo, el cual tiene un límite y no puede excederse debido a que los risers verticales de producción que la sostiene. Por consiguiente, a mayor tirante de agua, mayor es el círculo operativo. Éste también es llamado Tighter Watch Circle, se diseña para mantiene la integridad de os riser verticales de producción.

4.8.1.2 Peso sobre el FPU.

Con los sistemas de árboles secos, el árbol de superficie se instala en la cubierta de producción del FPU. El uso de sistemas de árboles secos crea un mayor peso sobre el equipo flotante debido al gran número de risers verticales de producción, sistemas de tensionamiento y el propio equipo de perforación/repación de pozos, lo que genera que el área de cubierta del FPU se más grande, ver **figura 4.20**.

Figura 4.20 Componentes del riser vertical de producción para árboles secos para SPAR y TLP



[65], [66]

4.8.1.3 *Requerimiento de perforación y reparación de pozos.*

Se utilizan sistemas Dry Tree en las plataformas flotantes de producción tipo SPAR y TLP, llamadas FPU. Esto ha generado gran cantidad de información que ha permitido simular su uso en plataformas semi sumergibles ancladas al fondo marino, equipos que pueden ser candidatos en el futuro, a la fecha de 2015, que se haya utilizado.

Los SPAR y TLP permiten la instalación de los árboles secos debido a que tienen la capacidad de ampliar el espacio del piso de producción o bahías para cada pozo o Well Bay Size. Esto quiere decir que, cada árbol superficial o árbol seco requiere de un área mínima de trabajo para colocar la estructura que se muestra en la **figura 4.15**. También cada árbol requiere un espacio para su propio riser vertical de producción (véase 4.6). Este conjunto de equipos limita o permite diseñar el espacio mínimo o máximo del piso de producción del FPU, datos que permite dimensionar y

valorar la viabilidad de utilizar un SPAR o TLP. De igual manera, este criterio se determina cuantos árboles serán submarinos y cuántos serán secos, en función de los requerimientos de intervención a los pozos. [67]

Desde el punto de vista de perforación de pozos, el número de bahías para colocar los árboles también está en función de la capacidad del equipo de perforación para perforar los pozos desviados que lleguen al objetivo dentro del yacimiento ya que, colocado sobre el lecho marino, exactamente abajo del FPU, existen un templete de perforación de pozos que limita la trayectoria de cada pozo. Dependiendo de las posibles trayectorias de los pozos para llegar al objetivo dentro del yacimiento, se determinan cuántos pozos pueden perforarse con el equipo de perforación del FPU. Con el número de pozos ya determinado, se calcula las dimensiones del piso de producción utilizando el espacio requerido para cada árbol, su sistema TTR y el peso de cada uno. Se determina el tipo de FPU que soporte el peso de todos los risers verticales, el sistema de anclas y los equipos de proceso o producción determinados previamente en el FEED.

A estos también se añade el programa de reparación de pozos el cual, también determina qué pozos requieren tener un DVA y qué pozos pueden utilizar un árbol submarino convencional, es decir, permite definir cuántos no se perforan desde el SPAR o TLP. El desarrollo de la campaña de perforación y terminación de pozos inicia a la par de la construcción de la FPU que en inglés le llama Host Production Facility y para ello utilizan plataformas de perforación de pozos adecuados para AP y UAP llamados Mobile Offshore Drilling Units (MODU), ver **figura 4.21 y 4.22**. el equipo de perforación de FPU (SPAR o TLP) se usan principalmente para reparación de pozos y dependiendo de las características del yacimiento, para perforar pozos adicionales de desarrollo.

Figura 4.21 Barco perforador de pozos para AP y UAP o Deepwater Drillship Vessel



[68]

Figura 4.22 Plataforma semi - sumergible de posicionamiento dinámico para perforar pozos en AP y UAP o DP Semi - Submersible Drilling Platform.



[69]

4.8.1.4 *Acceso vertical al pozo y control de las condiciones de flujo del pozo.*

El uso de árboles secos y su sistema de DVA permiten el acceso a fondo de pozo para las intervenciones a pozos. Además, facilita el control de las condiciones de flujo del pozo, precisamente por su dirección vertical del flujo proveniente del fondo de pozo. [64] En muchos de los pozos, para asegurar el flujo desde el fondo del pozo hasta la superficie, es decir para evitar deposiciones orgánicas e inorgánicas, formación de hidratos de gas y prevención de corrosión por H₂S o CO₂, es necesario inyectar químicos e inhibidores, lo cual facilita el tener el árbol superficial.

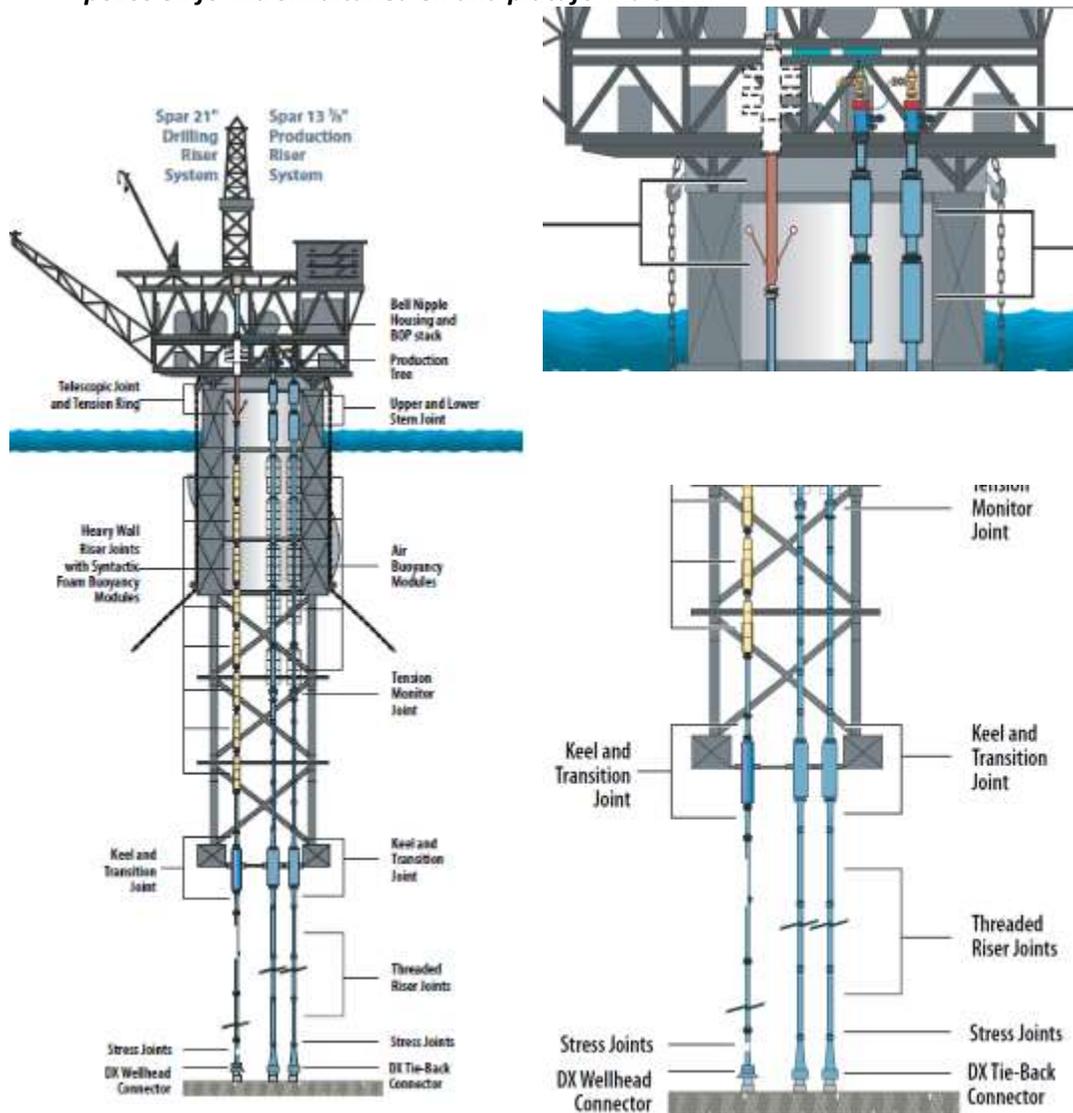
4.8.1.5 *Terminación de los pozos.*

Con una plataforma flotante de producción con los pozos secos o Dry Tree Platform o Host Production Facility los pozos pueden ser perforados desde la plataforma. Pero también, es importante contar con la plataforma de producción. Los pozos pre - perforados, se terminan con un equipo de perforación abordo, se conecta y se inicia la producción de forma inmediata. Los pozos son pre - perforados con un MODU, se instala el FPU, se realiza la terminación del pozo, se arrancan los pozos, se comisiona el equipo de producción y se inicia la producción. De la misma forma, si algunos de los pozos son terminados con un árbol submarino, estos se conectan al FPU e inicia a producción en este caso, los árboles submarinos o árboles mojados permiten la continuidad del programa de perforación y terminación de los pozos para iniciar la producción una vez que el FPU se encuentra operando los pozos, se conectan y se abre a producción.

4.8.1.6 *Operaciones simultaneas o Simultaneous Operations (SIMOPS).*

Con un sistema de árboles secos, donde los riser de producción están cerca unos de otros, se genera un mayor nivel de operaciones simultáneas y se requiere un mayor nivel de gestión durante las operaciones. En la **figura 4.23** se muestran los sistemas que se tienen en un SPAR en forma simultánea.

Figura 4.23 Equipos para realizar operaciones de perforación y producción de pozos en forma simultánea en una plataforma SPAR



[70]

4.8.1.7 Alto CAPEX

Cada árbol seco requiere su propio sistema de riser vertical de producción por lo que la intervención de capital es alta. Sin embargo, los costos de operación se mantienen relativamente bajos debido a que el riser permite la intervención a pozos a bajo costo.

4.8.2 Uso de Wet Trees

Para la selección de los sistemas de árboles mojados o Wet Trees, se debe de tomar en cuenta los siguientes criterios: [64]

4.8.2.1 *Diversidad de aplicaciones*

Los árboles mojados se utilizan en combinación con FPSO, instalaciones de producción que se utilizan en más del 75% de los proyectos de desarrollo de campos en AP y UAP, [63]. Permiten diseñar y perforar las trayectorias de pozos que requiere el yacimiento para cumplir con los requerimientos de producción permitido, la localización de los cabezales de acuerdo a los requerimientos del yacimiento y a la distancia óptima de las líneas de producción del sistema submarino de recolección y transporte.

4.8.2.2 *Perforación de pozos de desarrollo*

El árbol submarino permite la flexibilidad de iniciar la perforación en los lugares más adecuados para el desarrollo del yacimiento.

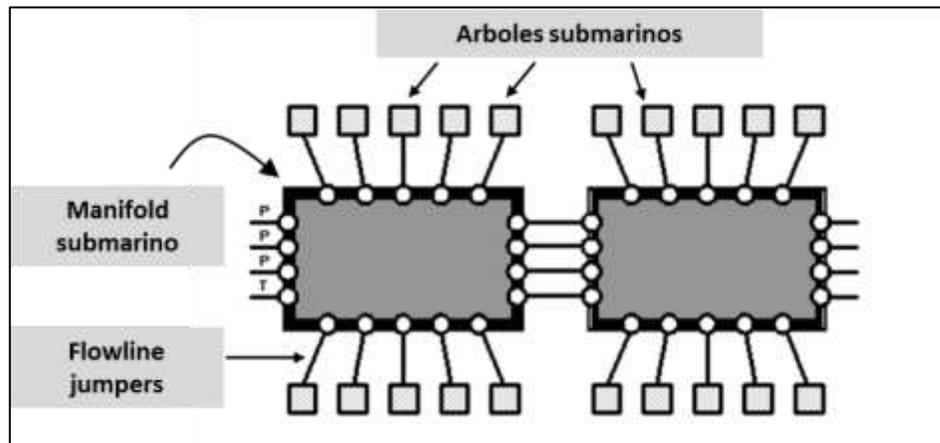
4.8.2.3 *Corriente marina*

Por estar colocado en el fondo marino, las corrientes marinas no generan ningún obstáculo para su operación.

4.8.2.4 *Centros de perforación o Drill center*

Los árboles submarinos permiten el diseño de centros de perforación o drill center para colocación de manifolds de producción de acuerdo con el mejor diseño del sistema submarino para construir los clústeres de producción, ver **figura 4.24**. el diagrama se coloca solo para ejemplificarlos drill center.

Figura 4.24 Cluster Manifold de producción



El cuadro marcado como “árbol submarino”, indica que ahí se conecta el Well Flow Line Jumper (WFLJ), proveniente del pozo. Sin embargo, en los desarrollos submarinos del Golfo de México (Gulf of Mexico, GOF) ente el XT y el Manifold se coloca una estructura submarina llamada Pipe Line End Termination (PLET) que permiten la conexión rápida de las líneas que conducen la producción. [23]

4.8.2.5 Desarrollo de campos alejados

Los árboles submarinos permiten el desarrollo de campo muy alejados mediante el uso de Tieback submarinos muy largos para contener la producción en sistemas flotantes construidos y operados en otros campos o en baterías de producción ubicadas en tierra o en Subsea Tieback to the Beach (STB). Esta ventaja de uso de infraestructura submarina y sistemas de producción alejados, trae como consecuencia una reducción en el comportamiento de la presión de los pozos, lo que requiere estudios y análisis adicionales de aseguramiento de flujo generados por calidad de presión dentro de los Tieback tan largos.

4.8.2.6 Programa de terminación de pozos

Permite el desarrollo de campañas de pre - perforación de pozos y dependiendo de varios factores como el uso de HXT, se puede terminar los pozos en espera del FPU y de la instalación submarina del sistema de recolección y transporte. Esto permite tener listos varios pozos e incrementar el perfil de producción de forma rápida al meter todos los pozos a producción en un periodo corto de tiempo. En el caso de

los pozos con árboles secos, estos entraran en operación conforme se van terminando los pozos, generando un incremento más lento en el perfil de producción del campo.

4.8.2.7 Reparación de pozos

Los pozos con árboles submarinos solo pueden ser intervenidos con equipos flotantes, por lo que se debe diseñar el pozo para limitar este tipo de operaciones.

Las intervenciones rutinarias de mantenimiento o intervenciones que depende de las características del yacimiento, de la configuración y terminación del pozo. [71]

4.8.2.8 Planeación de actividades

Por la naturaleza de las actividades de perforación y terminación de pozos que permite el uso de árboles submarinos, estos pueden realizarse en programas paralelos a las actividades de manufactura, pruebas y comisionamiento de sistemas de producción, buscando el objetivo de terminar ambos programas en fechas iguales para permitir el comisionamiento de instalaciones y el inicio de la producción de los pozos.

4.8.2.9 Riser de producción

El poder distribuir en el fondo marino la localización de los árboles submarinos, permite concentrar la producción en los manifolds, lo que genera la instalación de muy pocos risers de producción, disminuyendo su cantidad en forma importante. Los risers de producción para este tipo de desarrollo son completamente diferentes, tanto en diseño como en operación. El uso de FPSO y árboles submarinos permiten la colocación de risers de producción mucho más versátiles en diseño, materiales, instalación y operación como las mostradas en la **figura 4.25 y 4.26**.

Figura 2.25 Steel catenary production riser o riser de producción en catenaria

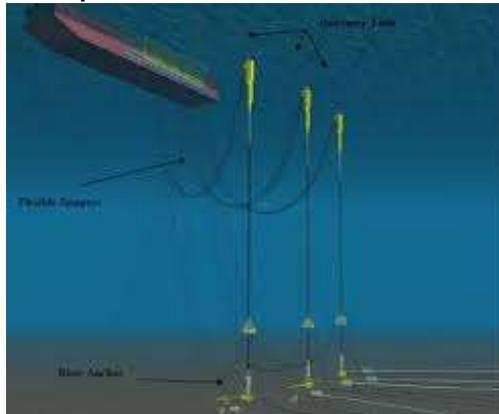
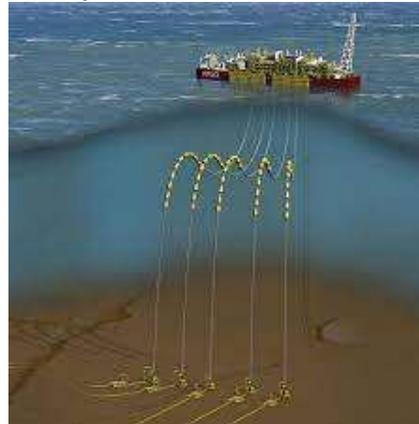


Figura 4.26 Single independent risers with floaters o risers de producción independientes con flotadores conectados a cada pozo



[23]

4.8.2.10 Equipos flotantes de producción

El uso de los árboles permite escoger el mejor sistema de FPU para el desarrollo del campo. La mayoría está asociada al FSPO, pero puede usarse otros. [72]

4.8.2.11 Tirante de agua y presiones de trabajo

Los árboles submarinos pueden instalarse en tirantes de agua de más de 2,900 metros y combinados con árboles secos. La presión hidrostática generada a 3,000 metros de profundidad es uno de los criterios más importantes a considerar en el diseño, instalación y operación de los sistemas submarinos actuales.

Aunque la presión máxima de trabajo es de 15,000 psi, la mayoría de los casos es suficiente para el diseño de los sistemas submarinos incluyendo el XT, se han desarrollado árboles de 20,000 psi. Adicional al diseño de este tipo de XT, los SSBOP han requerido un cambio en el desarrollo para permitir el control del pozo bajo tales condiciones de presión y temperatura a las que operan. Esto implica desarrollar una nueva normatividad para la manufactura de equipos para ambientes de alta presión, baja temperatura en el exterior y alta temperatura del hidrocarburo. Adicional a esto, los sistemas de control de ambos equipos, XT y SSBOP, también requieren de materiales y diseños para poder operar de forma segura y controlar el pozo en caso de un brote.

4.8.3 Consideraciones para el desarrollo de campos con Wet Trees o Dry Trees

Para diseño de campos en AP y UAP, las intervenciones que se realizan son cuantioso, han llegado a más de 6,000 millones de dólares. Esta alta inversión o Capital Expenditures (CAPEX), obliga al desarrollo de tecnología a mejores precios, fomentar sistemas más confiables y el uso de combinaciones de soluciones para resolver los problemas asociados a este tipo de proyectos de alto riesgo y de gran inversión. El uso de árboles húmedos o secos, embarcaciones para el manejo de la producción, así como la perforación de los pozos son los rubros más importantes en CAPEX.

Por esta razón, se ha desarrollado criterios como los anteriores para definir el uso de uno o dos sistemas de árboles. Cuando los proyectos se desarrollan en tirantes de agua entre 600 y 1,800 metros de profundidad, se usan ambos sistemas. Este rango en el tirante de agua cubre el 50% de todos los campos costa fuera, por lo que al menos la mitad son candidatos para utilizar ambos sistemas. En la **tabla 4.4** se muestra algunos CAPEX que permiten dimensionar los montos para este tipo de proyectos.

Tabla 4.4 Desglose de gastos de intervención (CAPEX en dólares) para el desarrollo de campos en AP y UAP

Sistema de desarrollo	Árboles submarinos o WT	Desarrollo con árboles secos o DT	Diferencia en dólares	Diferencia por sistema	Con respecto a la diferencia total
Sistema submarino y FPU	\$2,034,000	\$2,132,000	-\$98,000	-5%	-10%
Instalación, comisionamiento y arranque	\$470,000	\$300,000	\$170,000	57%	17%
Perforación y terminación de pozos	\$3,900,000	\$2,950,000	\$950,000	32%	93%
Total	\$6,404,000	\$5,382,000	\$1,022,000	19%	

Nota. Permiso de Luis G. Ucha, notas técnicas

Se puede decir que para el desarrollo de campos con Wet Tree se debe considerar lo siguiente:

- Selección del concepto de desarrollo del campo o Concept Selection Decision, para el uso de Wet Trees, Dry Trees o una combinación de ambos, [72] se

deben tomar en cuenta los rangos máximos, capacidades técnicas de los equipos, niveles de inversión y el cálculo de rentabilidad del proyecto.

- El nivel de incertidumbre de los datos, las condiciones operativas en el fondo marino, los datos del comportamiento del yacimiento y en especial los datos para el diseño de la perforación y terminación de los pozos de AP y UAP, son particularmente importantes en la selección de Wet Trees o Dry Trees. [73]
- La metodología y experiencia del personal que participa en la selección del concepto de desarrollo, así como el saber la incertidumbre de la información con la que se cuenta es vital para determinar el tipo de árbol a utilizar.
- Se debe tener especial cuidado y hacer varias evaluaciones durante el desarrollo del FEED para tener los elementos adecuados y definir cuál de los dos sistemas es el más adecuado para el desarrollo del proyecto. Conforme el proyecto avance y la información es más exacta, se deberá revisar el concepto de desarrollo antes de emitir los documentos finales de la ingeniería básica.
- De la tabla anterior se puede observar que el uso de árboles secos permite disminuir el CAPEX en un 19%

4.9 Mudline Suspension Trees y árboles submarinos para aguas someras

4.9.1 Mudline Suspension Trees

Para desarrollos submarinos de hasta 120 metros de tirante de agua, se utilizan árboles submarinos para aguas someras llamados Mud Line Suspension Trees (MLST), reciben este nombre porque son colocados en el mudline seabed o línea de lodo. El término que usan países de habla hispana, pero en México, se utiliza arboles submarinos para fondo marinos somero. En tirante mayores de 120 metros, se usan equipos flotantes de perforación, Semi – sumergibles de anclas mostrado en la **figura 4. 28** que son más viables económicamente. Aunque se pueden usar semi-sumergibles de posicionamiento dinámico con un costo de renta mayor.

Los árboles submarinos no solo se usan en aguas profundas y ultra profundas. Es más común en desarrollos de campos ubicados en aguas someras.

Para poder tener el mejor escenario de rentabilidad como en operación, disponibilidad y mantenimiento, se requiere analizar los árboles desde el punto de vista de la plataforma que perforará el pozo, además de las capacidades de los equipos submarinos.

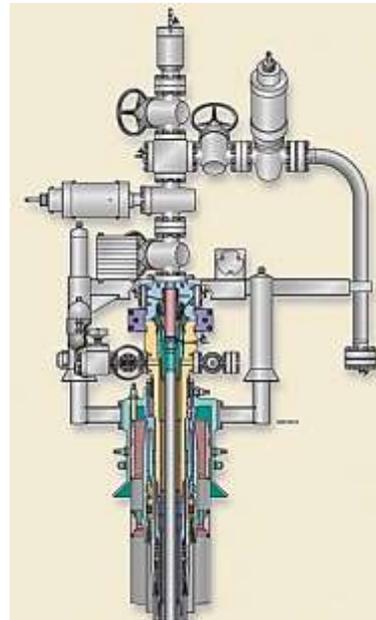
Por ejemplo, en aguas someras podemos perforar pozos con plataformas auto elevables tipo Jack Up o Plataforma Autoelevable (PAE), como se muestra en la **figura 4.27**. Los equipos que por longitud de las patas y por la capacidad de carga variable, perforan pozos en tirantes de agua de hasta 120 metros, pero dependiendo de las condiciones de dureza del fondo marino, es posible que el máximo sea de 90 o 100 metros de tirante de agua, ya que las patas penetran en el fondo marino hasta la formación adecuada para un soporte adecuado que permite el uso de capacidad de carga variable máximo de la plataforma. Para estos tirantes de agua, se utilizan los árboles tipo Mudline suspensión, como se muestra en la **figura 4.28**. Se coloca el cabezal submarino del mismo nombre para permitir la producción del pozo. Existen dos casos donde se utiliza el Mudline Suspension Tree:

Figura 4.27 Plataforma de perforación tipo Jack up con cabezales tipo Mudline Suspension System.



[74]

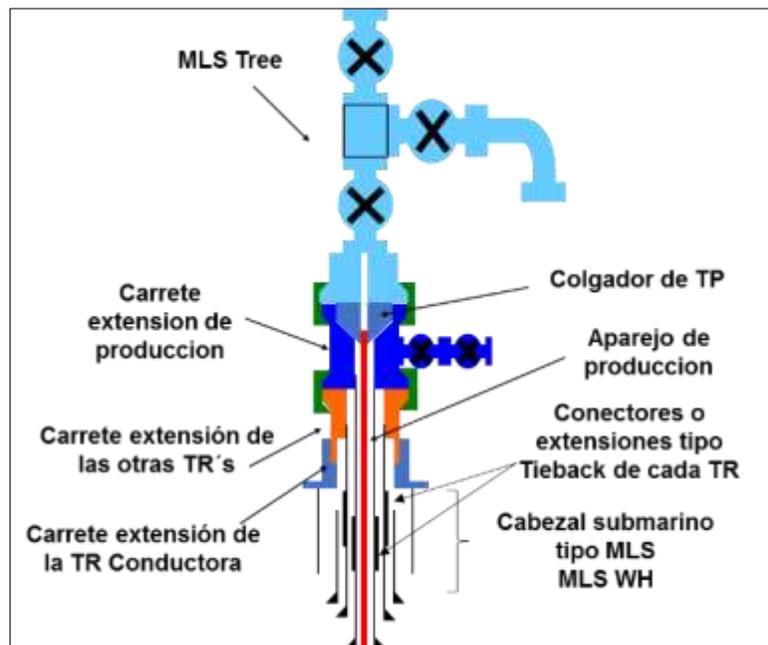
Figura 4.28 Mudline Suspension Trees



- Cuando se perfora un pozo exploratorio con una PAE como se muestra en la **figura 4.27**, para perforar el pozo se usó cabezal submarino tipo Mudline Suspensión System (MLS) y el pozo, aunque es exploratorio, se decidió convertir en pozo de desarrollo, porque es muy buen productor en lugar de taponarlo y

abandonarlo. Se coloca dependiendo de la configuración del cabezal submarino, de dos a tres spools o carretes de tipo Tieback. Como el carrete de producción para colgar el aparejo de producción, como se muestra en la **figura 4.29** para instalar el MLST. Este pozo para poder fluir, se debe conectar a una plataforma de producción cercana. Para convertir un pozo exploratorio a un de desarrollo, se deben cumplir varios criterios como: que el pozo tenga integridad por el número de tuberías de revestimientos y la cementación de las tuberías de revestimiento, que el cabezal MLS debe estar diseñado para ambientes ácidos y amargos, que se realicen las pruebas de alijo en las zapatas y boca de liner, entre otros.

Figura 4.29 Configuraciones del Mudline Suspension Tree



- Desde el FEED del proyecto se decidió utilizar el sistema MLS en todos los pozos de desarrollo que se van a perforar en estos tirantes de agua, que, a diferencia al anterior, el cabezal submarino y el tipo de árbol para Mudline Suspension, la campaña de perforación, el sistema submarino de recolección y la plataforma de producción han sido definidos, equipos y sistemas han sido fabricados de acuerdo a los estudios.

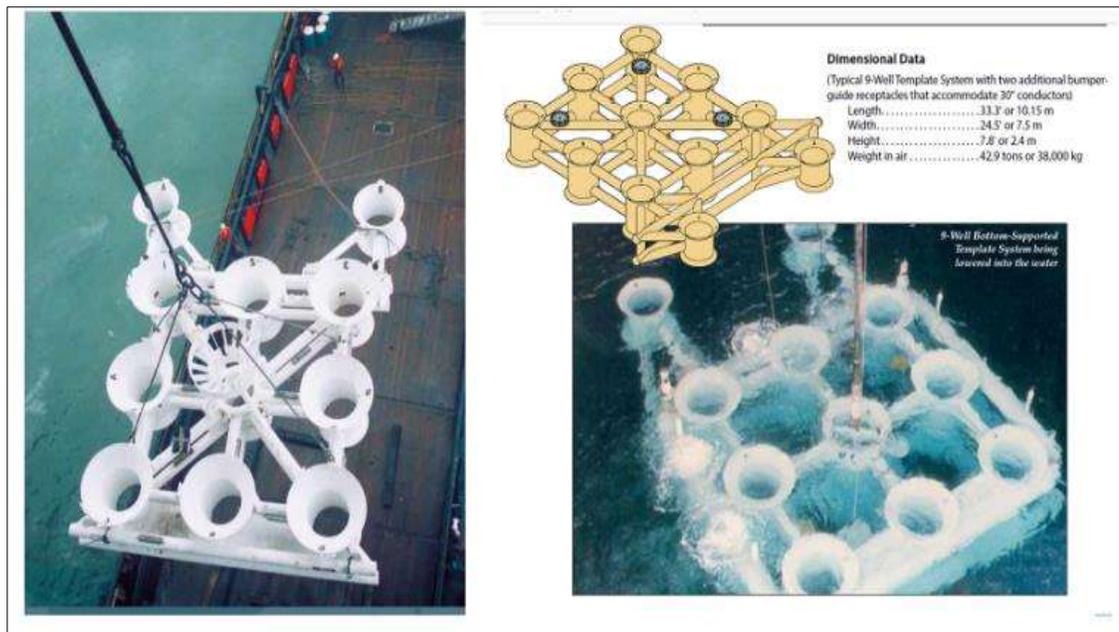
La aplicación del Mud Line Suspension System (MLSS) para el desarrollo de campos en aguas someras, es muy amplio. Para utilizar el MLSS, se puede perforar pozos con PAE, previa a la colocación del templete submarino de perforación de pozos. Una vez perforados los pozos, se taponan en forma temporal, se retira la PAE. Los pozos tienen un FM con el cabezal MLSS. Se coloca la plataforma fija sobre el templete, se coloca nuevamente la PAE, que se extiende hasta superficie con Tieback del MLSS, algunas tuberías de revestimiento, se instalan cabezales superficiales convencionales para ambiente marino, de requerirse se continúa con la perforación de los pozos con árboles marinos convencionales de bajo costo. Ésta podría ser otra opción de las ya mencionadas al uso del MLSS.

A continuación, se muestra la secuencia de perforación de pozos con MLSS, una PAE y la extensión con Tieback del MLSS.

1. Se construye e instala el templete submarino **figura 4.30**
2. Se coloca la plataforma PAE
3. Se instala el primer cabezal en el templete con la tubería conductora jeteada.
4. Se coloca el primer Tieback y se extiende a superficie la TR conductora con preventores superficiales
5. Se perfora la etapa de la tubería superficial
6. Se corre la TR superficial, se cuelga en el MLSS y se cementa
7. Se coloca el segundo Tieback y se extiende la TR a superficie colocando el BOP.
8. Se perfora la etapa de la tubería intermedia
9. Se corre TR intermedia, se cuelga en el MLSS y se cementa
10. Se coloca el tercer Tieback y se extiende a superficie colocando el BOP
11. Se perfora la etapa de la tubería de explotación
12. Se corre TR de explotación y se cuelga en el MLSS y se cementa, ver **figura 4.31**
13. Se desmantelan preventores, se desconectan todos los Tieback y se coloca tapón de abandono temporal.
14. Se continúa perforado los demás pozos con el mismo procedimiento
15. Se retira la PAE

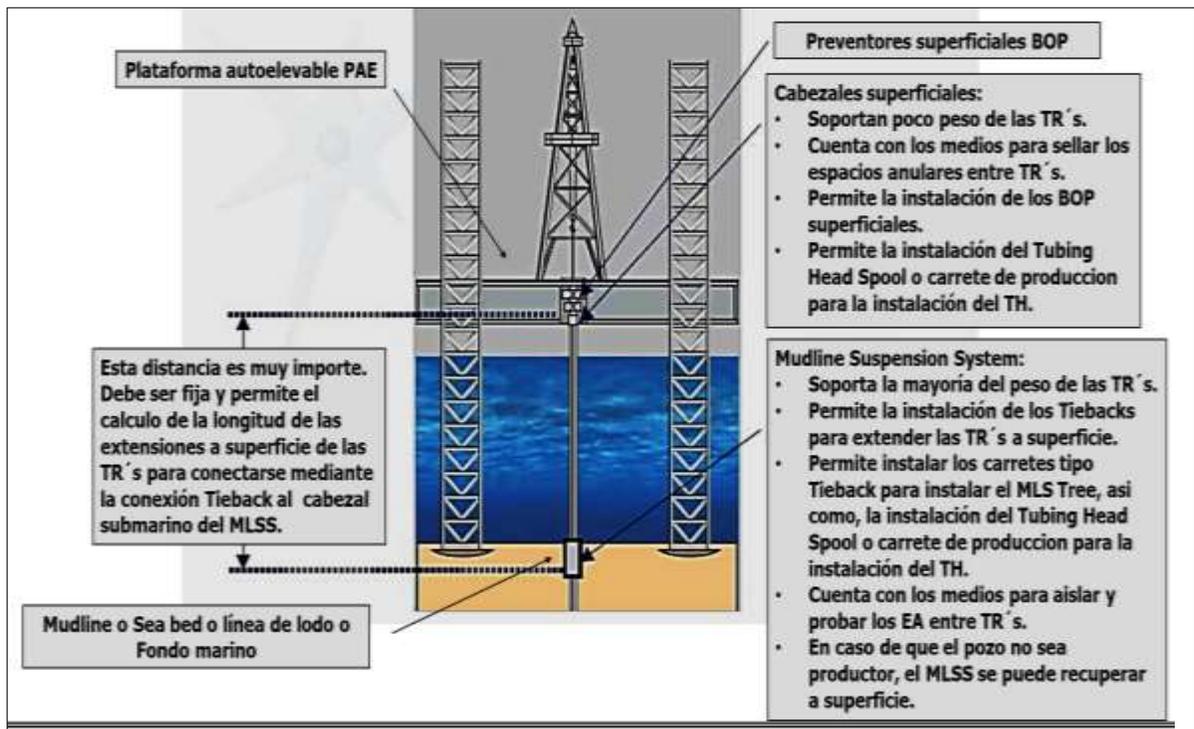
16. Se instala la subestructura de la plataforma fija sobre el templete submarino y se fija a las patas de la subestructura
17. Se instala la subestructura
18. Se instala la PAE
19. Se recupera los pozos con los Tieback del MLSS colocando los cabezales en la plataforma fija, ver **figura 4.32**.
20. Se terminan los pozos y se conectan a los ductos de producción.

Figura 4.30 *Templete submarino para perforación de pozos con MLSS*



[23]

Figura 4.31 Extensión a superficie del pozo mediante el uso de Tieback del sistema MLSS



Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas de clase

Figura 4.32 Plataforma fija operada con PAE acoderada para continuar perforando pozos



Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas de clase

4.9.2 Árboles submarinos para aguas someras

Todos los árboles de válvulas, ya sean terrestres o submarinos, utilizan sistemas de cabezales que se diseñada para diferentes tirantes de agua, condiciones de fondo marino (Seabed), número de tuberías de revestimiento del pozo, ambientes corrosivos, capacidad para soportar el esfuerzo por pandeo generado por el riser de perforación, presión de trabajos para contener los fluidos provenientes de fondo de pozo, presión hidrostática generada por la columna de agua, capacidad de carga para soportar la tensión de las tuberías de revestimiento y otro más. En la **figura 4.33** podemos ver un ejemplo.

Figura 4.33 Cabezales submarinos de diferentes medidas para aplicaciones submarinas y para aguas intermedias, AP y UAP



[21]

Los árboles para aguas someras que operan en un tirante de 120 a 240 metros, son árboles submarinos con asistencia de buzos o diver assist. El diseño estándar se hace para una presión de trabajo de 10 a 15 kpsi ya que cubre la mayoría de las presiones de los yacimientos para este tirante de agua. Un ejemplo de este tipo de árboles se puede ver en la **figura 4.34**. En la **figura 4.35** se muestra la secuencia de instalación submarina del XT. [23]

Figura 4.34 *Árbol submarino para aguas someras diver assist*

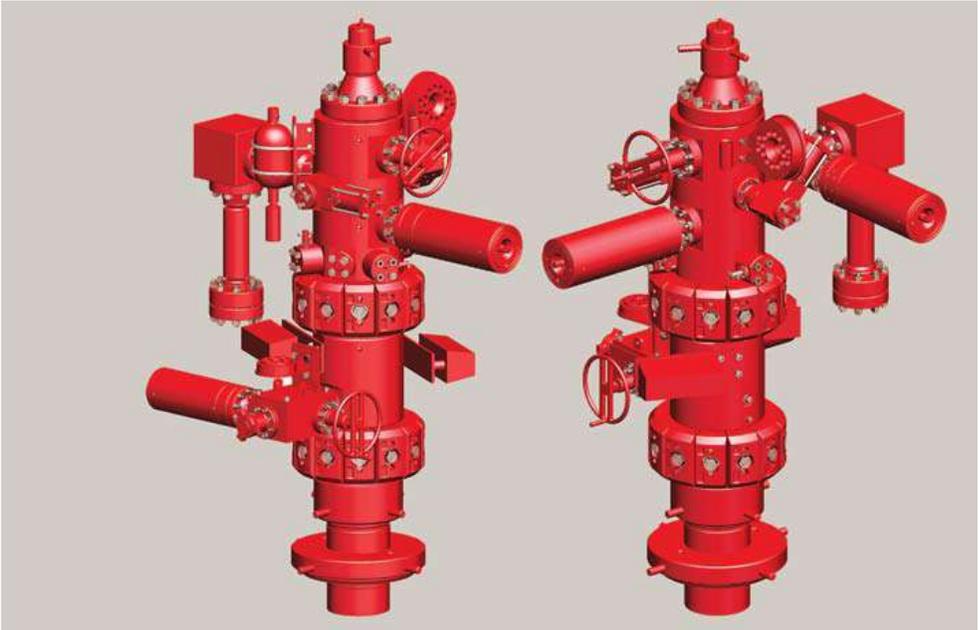


Figura 4.35 Secuencia de instalación submarina del XT



XT con su herramienta RT conectado a tubería de perforación.



XT Debajo del nivel del mar.



XT llegando al cabezal submarino para su instalación.



Conector del cabezal submarino.



Buzo saliendo de su jaula para asistir en la instalación del XT.

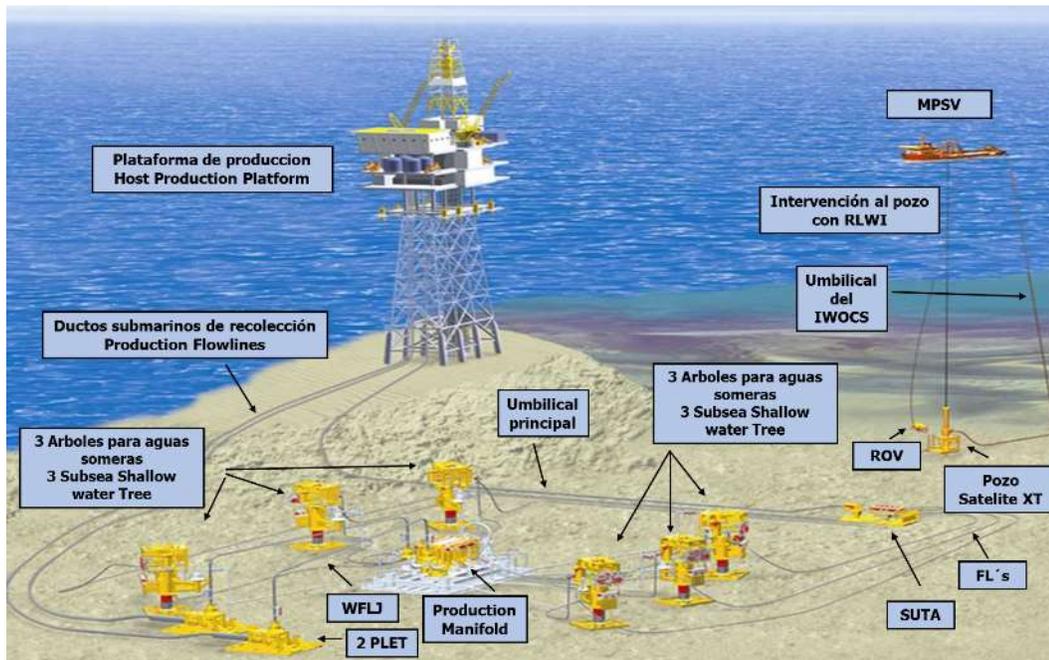


Buzo apoyando durante la instalación submarina.

Nota. Permiso de Luis G. Ucha, notas técnicas

El desarrollo de proyectos en aguas someras se combina con plataformas fijas de producción o host de producción, escenarios que permiten el análisis económico por mejores indicadores, que pueden cambiar cuando se utilizan instalaciones ya construidas, permitiendo llevar la producción de uno o varios campos, mediante un ducto de transporte, Tieback. En la **figura 4.36** se muestra un posible escenario de producción utilizando este tipo de sistemas. Se observan 6 pozos conectados a un manifold de producción, el cual conjunta la producción de los 6 pozos y es enviada a la plataforma fija de producción a través de los Flowlines.

Figura 4.36 Cluster Manifold de 6 pozos productores con XT someros conectados a una plataforma fija de producción mediante dos Tieback o Flowline de producción



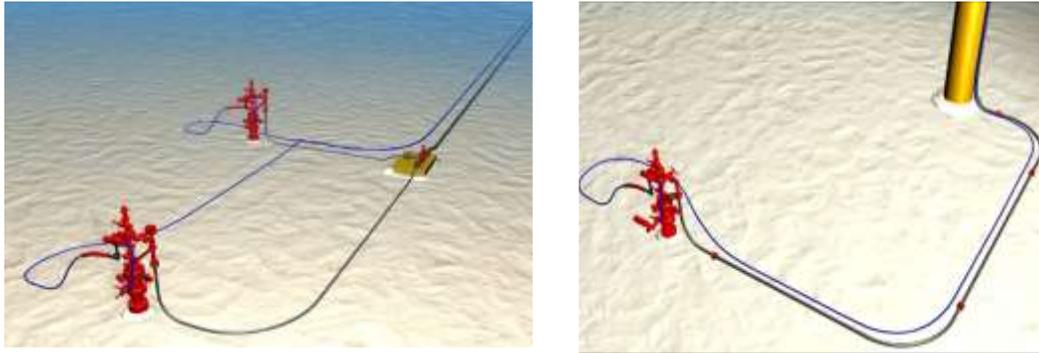
[21]

En la **figura 4.37** se muestra un ejemplo muy sencillo de cómo uno o dos pozos ubicados en aguas someras, mediante el XT, son conectados en forma directa en una plataforma fija de producción. Es este tipo de desarrollo submarinos permite perforar pozos verticales para desarrollar los campos con menor inversión y utiliza instalaciones de producción ya construidas, haciendo más rentable la instalación de árboles someros

Los pozos son conectados desde el Host de producción, por sistemas de control del sistema submarino, el cual permite controlar las válvulas del XT, el umbilical contiene medio para inyectar químico para aseguramiento de flujo, como son; control de hidratos, control de deposiciones inorgánicas, orgánicas y control de H₂S y CO₂.

En este tipo de XT, la plataforma se tiene un cuarto de control básico que permite, por medio de diferentes paneles, controlar las válvulas del XT, el umbilical contiene los medios para inyectar químicos para el aseguramiento del flujo.

Figura 4.37 XT someros conectados al host de producción y sus sistemas básicos de control de la producción



[23]

4.10 Árboles submarinos para aguas intermedias, aguas profundas y UAP

Referente a estos árboles submarinos, ver la explicación de los WET Trees del punto 4.8.2 y 4.8.3 de este capítulo.

4.11 Árbol eléctrico convencional y árbol submarino eléctrico

Actualmente existen varias arreglos y configuraciones de instalaciones submarinas conectados por líneas de flujo o umbilicales. Algunas de estas instalaciones submarinas pueden estar lejos de los centros principales de recolección o del cuarto de control donde pueden accionarse válvulas mediante mecanismos hidráulicos y actuadores. Estos sistemas fueron confiables, pero mientras se incrementase la profundidad de los campos se requiere mayor presión hidráulica, aumenta la sección transversal del riser, el tiempo de respuesta además del peso y volumen de fluido hidráulico. Estas limitaciones y los requerimientos para el desarrollo de los proyectos es lo que condujo a desarrollar tecnología más sofisticada. [75]

La implementación de corriente continua de alto voltaje para la transmisión de energía es más eficiente que el uso de corriente alterna o presión hidrostática. [76]. La implementación de este tipo de tecnología al sistema submarino de producción se pueden obtener beneficios como:

- Se elimina la unidad de potencia hidráulica o Hydraulic Unit Power (HUP) que elimina el peso en espacio de cubierta.
- Reducción de la sección transversal y peso del riser.
- Eliminación del fluido hidráulico y por lo tanto gastos derivados de éste.

- Ahorro en costos del sistema de producción submarina.
- Reducción de CAPEX y OPEX al reducir el equipo de operación y del personal capacitado.
- Elimina descarga de fluido hidráulico al medio ambiente.

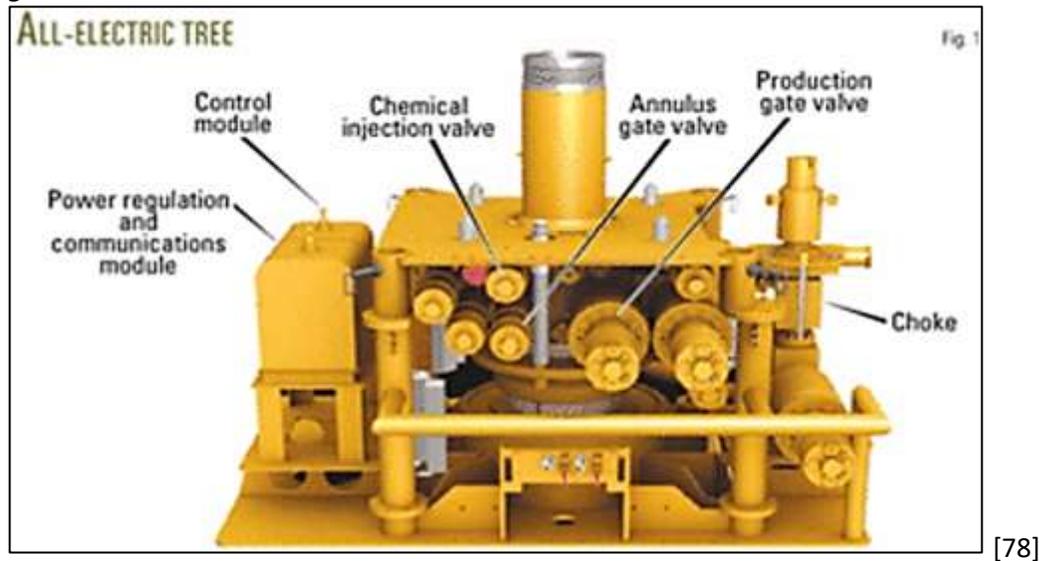
Las válvulas de compuerta del árbol, así como el et estrangulador recuperable están equipados con actuadores eléctricos, demás pueden contar con módulos de control submarino totalmente eléctrico que suministran energía eléctrica y señales a los actuadores. A través del umbilical se suministra la energía y las señales necesarias emitidas desde superficie a los módulos de regulación de potencia y comunicación.
[77]

Todos los árboles, independientemente del tirante de agua, requieren energía para su funcionamiento. Los árboles terrestres con válvulas convencionales, la energía para su operación es relativamente fácil de obtener y de instalar. Dependiendo del fondo de pozo que controla el árbol terrestre, serán los requerimientos de energía. Por ejemplo, un pozo terrestre que tiene sensores de presión y temperatura colocados en fondo de pozo, requiere corriente eléctrica, mediante líneas de cobre, envía la corriente al fondo de pozo. Esta energía puede ser tomada de un panel de baterías alimentada por celdas solares o también, de una fuente de energía proveniente de un generador eléctrico que requiere diésel para hacer funcionar su motor de combustión interna (CI) que hace funcionar a su vez el generador. El motor de CI requiere a su vez energía eléctrica para encender y para mantener la presión de inyección de combustible y también requiere de un tanque donde almacenar el diésel con el que opera. El tanque de almacenamiento de diésel requiere de un vehículo para transportar el diésel para mantener el tanque lleno.

Una vez instalada la fuente de energía eléctrica a unos metros del árbol terrestre, esta misma fuente de corriente eléctrica se utiliza para dar energía a una bomba hidráulica que mediante bombas eléctricas bobbean y mantienen la presión hidrostática al pozo. Esta presión permite la operación de los actuadores hidráulicos de la válvula maestra y lateral del árbol de producción manteniéndolas abiertas. Estos elementos reciben el nombre de “a falla cierra” o Fail safe close. Lo que significa que, a falta de presión hidráulica, el actuador se activa y el resorte interno del actuador que mueve el vástago

que cierra a válvulas de compuerta de las válvulas maestra y lateral. Así mismo, la bomba que genera presión hidráulica requiere suministro continuo de aceite hidráulico

Figura 4.38 *Árbol submarino eléctrico*



4.12 Árbol submarino híbrido

Conforme avanza la industria, la tecnología y los procesos de manufactura, así como la aparición de nuevas aleaciones de metales, los cuales han logrado mezclas a nivel molecular incrementando la resistencia, la conductividad y sobre todo la calidad del material lo que permite desarrollar árboles submarinos mucho más ligeros, de menor costo, de fácil operación, mejor funcionalidad y generan ahorros a los operadores en la terminación de pozos en AP Y UAP.

Los árboles submarinos y los desarrollos de campos para los para los cuales fueron creados, son altamente dependientes de las embarcaciones de perforación de pozos, de intervención a pozos y sobre todos de instalación de equipo submarino como: umbilicales, manifolds, ductos de recolección y transporte. Los operadores deben elegir el árbol adecuado para cumplir con los objetivos, las operaciones a realizar y disponibilidad de los equipos, cuidando los costos totales del desarrollo submarino.

Los árboles híbridos o Hybrid Tree, ver **imagen 4.39**, son una combinación de varias funcionalidades que permiten la instalación, pruebas y operación más fácil y en menor tiempo debido a que se ha mejorado la funcionalidad de los árboles convencionales, es decir, árboles eléctricos, electrohidráulicos, horizontales, verticales, dual o mono bore.

Los diseñadores consideran los siguientes factores:

- Métodos de fabricación. Este equipo híbrido, se diseña, manufactura, prueba e instala en menor tiempo y con menos recursos que un árbol convencional electrohidráulico. Indican en su mercadotecnia, que los árboles verticales y horizontales son básicamente los mismos que se fabrican hace más de 10 años, con ligero cambios que no justifican que hoy usen tres veces más horas hombre para fabricar uno actual. Los árboles híbridos son más eficientes lo que significa que la industria actual de fabricación de equipos submarinos es extremadamente ineficiente.
- Normatividad de diseño y fabricación. Algunos operadores como Statoil han mencionado en diferentes foros que ellos están operando árboles con especificaciones no estándar. La compañía compró árboles submarinos con un diámetro de 5", completamente diferentes, que hacen exactamente lo mismo que un árbol estándar per a menor costo, menor tiempo y más fáciles de operar.
- Incremento de costos de inversión. El uso de diferentes configuraciones de árboles submarinos (HXT y VXT) en los proyectos, han generado un incremento en los costos debido a la falta de estandarización de equipos submarinos. El árbol híbrido diseñado por OneSubsea, cuenta con las características de dos configuraciones: TH y el XT completamente separados, colocados en paralelo, no en serie como en otras configuraciones tradicionales, lo que implica que pueden ser retirados en forma independiente generando disminución considerable de tiempo durante una intervención al pozo en caso de requerir al aparejo de producción. Esta funcionalidad combina los beneficios de los HXT y VXT sin los inconvenientes de ambos.

[79]

Los sistemas de árbol híbrido están formados por los siguientes componentes, los cuales son diseñados para ser independientes, teniendo como ventaja el ser recuperado en forma separada. Por lo tanto, utilizan equipo de izaje de menor tamaño y menor costo, renta de barco de menor capacidad para su instalación, así como recuperación.

- Tubing Head Spool (THS). El carrete cabezal de la tubería de producción o Tubing Head Spool, que contiene el conector o sistema de conector que une este Spool al cabezal submarino. Es un bloque sólido con válvulas que al sellar con el cabezal submarino forman barreras y sellos necesarios entre los dos componentes. El THS es un sistema robusto y estandarizado.
- Tree module. Aquí es donde se produce la configuración específica del proyecto. Contiene todas las válvulas principales accionadas hidráulicamente, válvula maestra, lateral y estrangulador. También, las válvulas de inyección de químicos, el sistema de control, los sensores y las unidades de medición. Tanto lo que le operador desee acceder o recuperar está contenida en el módulo del árbol. Éste se diseña conforme a los requerimientos operativos del cliente y puede ser estandarizado para ser configurable.
- Tubing Hanger. Es el mismo diseño que ha utilizado en campo

El sistema el árbol submarino híbrido de OneSubsea también llamado HyFlex puede instalarse de una manera similar a un sistema de árbol horizontal convencional. El carrete de la tubería y el árbol se instalan primero y luego el TH. Alternativamente, primero se puede instalar con el carrete cabezal de la tubería, seguido del TH. Permite que los pozos se terminen en batch, es decir, en secuencias continuas de terminación de pozos y que el módulo del árbol se instale como un árbol vertical.

La ventaja del programa de árbol submarino HyFlex, es que elimina la instalación del árbol de la ruta crítica del programa de perforación. El operador puede terminar el pozo y retirar la plataforma sin necesidad de que el árbol esté ahí. El operador puede recuperar primero el TH o el árbol.

El árbol híbrido también presenta la ventaja de ser instalado o retirado el Well Flow Line Jumper (WFLJ) sin necesidad de retirar o instalar el XT ya que los conectores se encuentran en el THS.

La instalación del sistema submarino OneSubsea HyFlex, puede ser como un árbol horizontal, primero se instala el árbol, seguido del aparejo de producción con el TH. Sin embargo, sin ninguna reconfiguración, el árbol puede instalarse como un sistema vertical de la tubería en el cabezal submarino.

La orientación del THS durante la instalación, que es controlada por el ROV, se adapta a la arquitectura del campo. El carrete cabezal de tubería tiene un conector para el WH y válvulas manuales para aislar y probar el EA y el orificio de producción. Además, cuenta con un conector para permitir la instalación o recuperación del WFLJ de forma independiente del árbol.

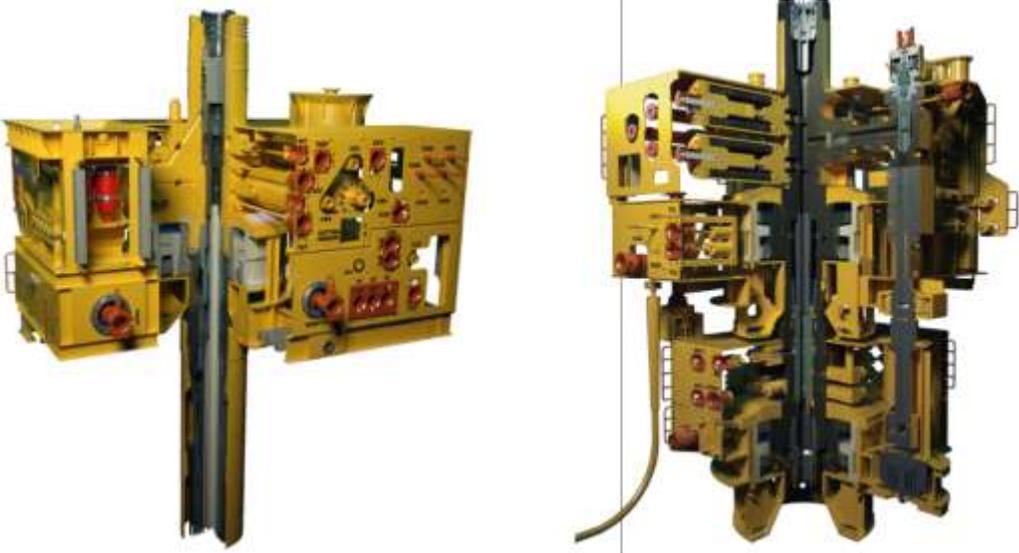
A continuación, se instala la tubería de producción junto con el TH. Los SSBOP se conectan en la parte superior del carrete cabezal de la tubería para tener acceso al fondo de pozo, limpiarlo, realizar pruebas de producción del pozo, probar el TH.

Posteriormente, el operador con línea de acero coloca una válvula check en el TH y cierra las válvulas en el carrete cabezal de la tubería, para asegurarse de que el pozo esté completamente aislado. Una vez aislado el pozo, el operador puede realizar operaciones como la instalación de los WFLJ, independientemente si el módulo de árbol está presente. Cuando se instala el módulo de árbol, es lo suficientemente ligero como para ejecutarse en el cable.

Por consiguiente, por diseño hay una independencia entre el árbol y el TH. Al igual que el HXT, el TH se puede recuperar fácilmente del carrete de la tubería. Sin embargo, con el sistema de árbol submarino HyFlex, el árbol también se puede recuperar o instalar independientemente del TH. Esto es lo que le da al sistema más flexibilidad.

[79]

Figura 4.39 *Árbol híbrido de OneSubsea llamado HyFleX Subsea Tree System.*

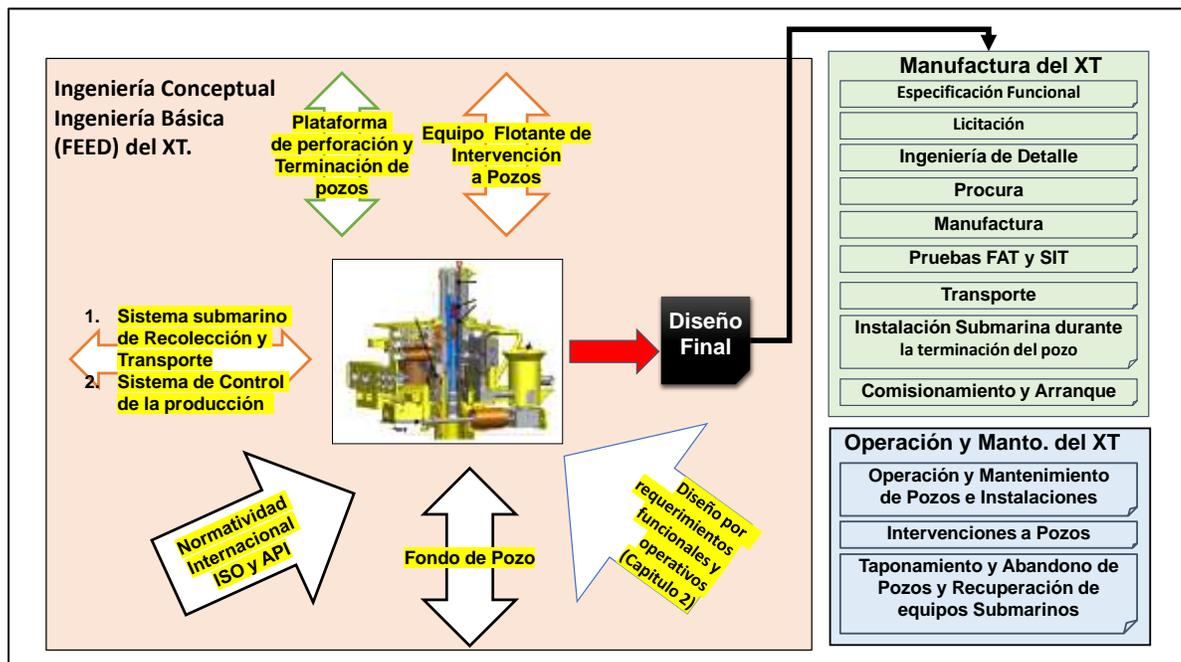


[79]

5 Interfaces del árbol submarinos y caso práctico de diseño

Los árboles submarinos se diseñan para cumplir con los requerimientos de producción (manejo del gasto del pozo) y control (estrangulamiento del flujo) y cierre del pozo cuando sea requerido. Por lo tanto, se requieren una serie de criterios importantes para formar parte del sistema submarino de recolección y transporte, debido a eso, cuenta con muchas interfaces técnicas que se muestra como se muestra en la **figura 5.1**.

Figura 5.1 interfaces de diseño de un árbol submarino durante todo su ciclo de vida



Nota. Permiso de Luis G. Ucha

A partir de la **figura 5.1** se puede enlistar las interfaces técnicas que forman parte del diseño final del pozo:

- Interface del árbol submarino con el fondo de pozo
- Interface del árbol submarino con el sistema subarmano
- Interface de árbol submarino con el sistema de control
- Interface del árbol submarino con la plataforma de perforación y terminación de pozos
- Interface del árbol submarino con el equipo flotante de intervención a pozos

- Diseño final del XT utilizando la normatividad ISO y las prácticas recomendadas del API

5.1 Interface del árbol submarino con el fondo de pozo

Tomando como base la **figura 5.1**, se una de las interfaces más importantes es la operación de fondo de pozo para maximizar la producción del pozo. Los requerimientos de diseño, operación, aparejo de producción se toman en cuenta para elegir el tipo de árbol de acuerdo a los requerimientos de fondo de pozo.

5.1.1 Tipo de terminación

El tipo de terminación: sencilla, sencilla selectiva, doble o doble selectiva, por el cual, el aparejo de producción, el tipo de TH y el Landing String Assembly (LSA) [ver anexo1], los accesorios de fondo de pozo, tipo de empacador, su herramienta para correr y anclar el empacador, sensores de presión y temperatura y válvulas de fondo de pozo que permiten la inyección de químicos para control de hidratos de gas, deposiciones orgánicas e inorgánicas, control de arenas, tipo de pistolas entre otros; generan toda la información necesaria para el diseño del árbol, TH y el sistema de control para la operación del XT a distancia.

5.1.2 Terminaciones inteligentes

La interface del sistema de control de producción y el cuarto de control, la consola de interface con los operadores de pozos e instalaciones submarinas o Human Machine Interface (HMI), el umbilical principal y los de campo, Flying Leads (FL) eléctricos, hidráulicos y ópticos, están diseñados para recibir, enviar y transmitir señales desde la superficie para operar lo equipos de fondo de pozo inteligente.

Las válvulas de control de intervalo o Internal Control Valve (ICV), se colocan en el fondo de pozo para administrar la producción de los intervalos productores, para controlar la conificación del agua, gas y el volumen de hidrocarburo proveniente de diferentes intervalos, es accionado por el Subsea Control Module (SCM) del XT. De la misma forma, la DHSV o SCSSV, también llamada válvula de tormenta, recibe la señal eléctrica e hidráulica, mediante las mismas vías para su operación.

Los pozos con terminaciones inteligentes (TI) también permiten inyectar gas en caso de bombeo neumático. Asimismo, los pozos inteligentes también son diseñados para yacimientos multilaterales con un solo aparejo de producción, equipos de fondo de pozo que al ser operados desde la superficie a través del XT permiten controlar la contribución del gas y permite la apertura de intervalos completamente impregnados de aceite. El uso de TI permite minimizar el número de pozos, por lo que la estrategia de perforación de pozos que se realiza en el FEED también incluye el diseño final de los XT.

5.1.3 Tipo de pozo

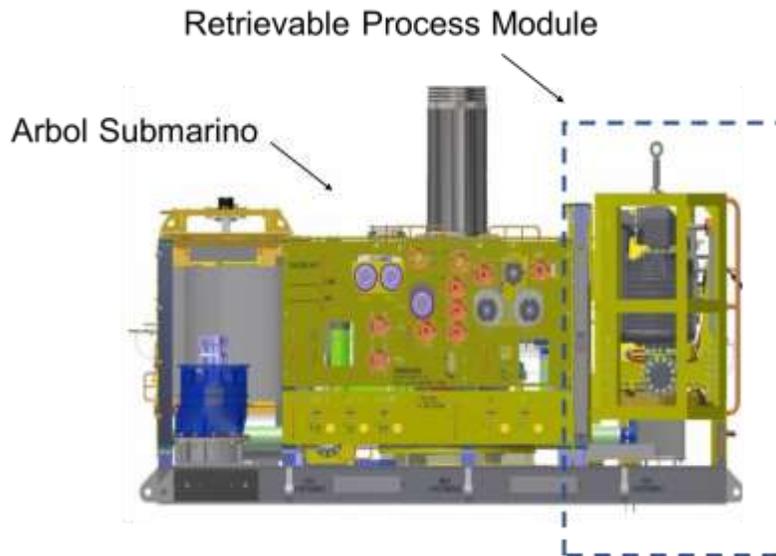
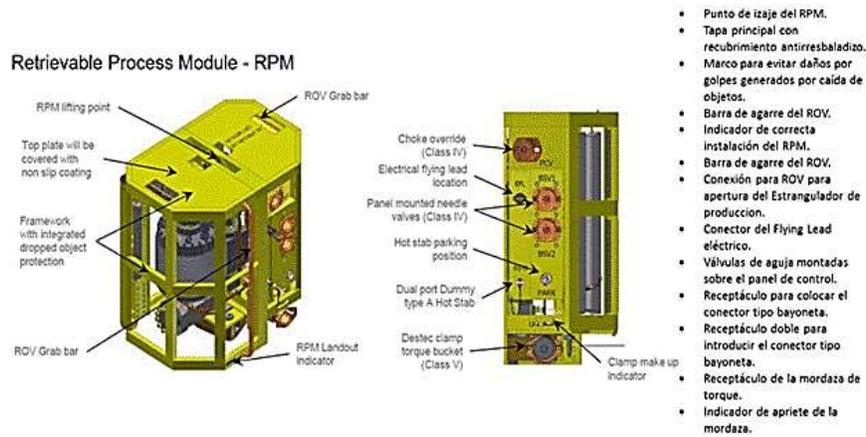
El tipo de pozo es importante para determinar el mejor diseño del XT. Los sistemas para mantenimiento de presión del yacimiento en AP y UAP, juega un papel importante para el diseño del XT. Durante la perforación de pozos de desarrollo, también se perforan pozos para mantenimiento de la presión del yacimiento, inyección de agua al acuífero, inyección de gas al casquete, lo que permite a los árboles cumplir con su objetivo.

5.1.4 Sistemas artificiales de producción

En AP y UAP, dependiendo del método artificial a instalar en el pozo, definido en el FEED, ya sea por bombeo neumático o bombeo electro centrífugo, la terminación del pozo y el XT se diseñan para ese fin en específico. Con lo anterior, se diseña el XT para permitir la instalación del módulo de producción recuperable o Retrievable Process Module (RPM) en el XT.

En la **figura 5.2**, se observa un RPM y un árbol submarino, diseñados para ser instalados en un pozo de BN.

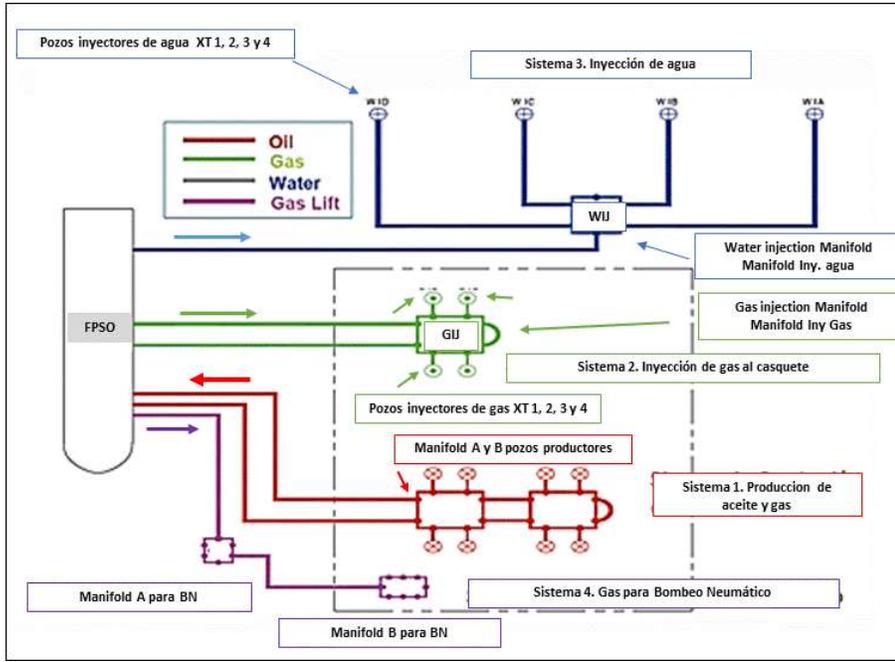
Figura 5.2 Módulo de proceso recuperable



Los sistemas artificiales, además de modificar el XT, requieren de un sistema submarino de manejo y transporte de gas de bombeo neumático, así como de umbilicales con cables de corriente eléctrica para el caso de BEC, o ductos de transporte de gas BN. El XT se modifica para la operación básica de inyección de gas de BN al espacio anular (EA) para permitir el paso de corriente a través del mismo.

En la **figura 5.3**, se muestra un esquema de las configuraciones de sistemas submarinos

Figura 5.3 Configuración básica de sistemas submarinos



[62]

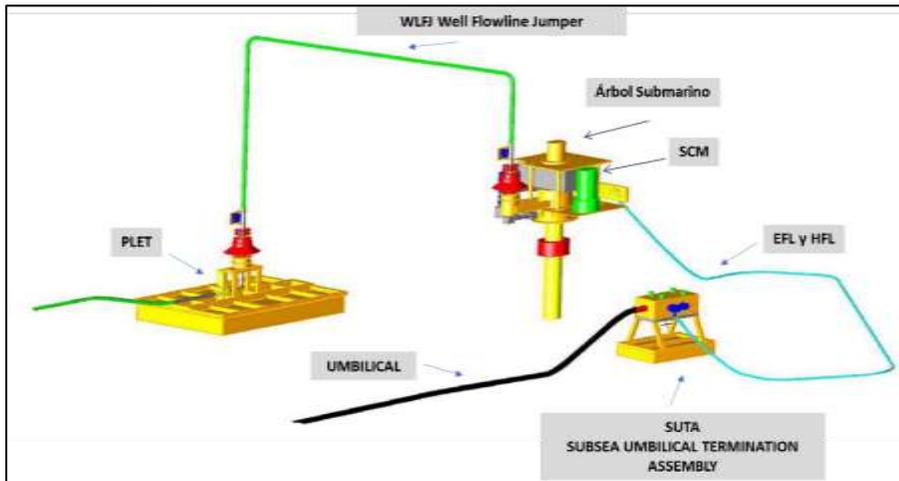
5.1.5 Orientación del XT durante la terminación del pozo

El XT y su WH se deben orientar de acuerdo con el tipo de configuración de árbol submarino, es decir, si es un árbol horizontal o vertical. La orientación del WH se hace al momento de instalar el WH en el nido del colgador, mediante el dispositivo de alineación del TH o Tubing Hanger Orientation Joint (THOJ), el cual debe de estar alineado con el orificio de producción del XT y a su vez estar alineado con la dirección del conector de XT o Hub. De la misma manera, el diseño, forma y tipo del WFLJ depende de la configuración del XT. Existen WFLJ rígidos y flexibles, de sistemas de conexión vertical u horizontal. La localización, la distancia del manifold de producción al XT y los métodos de instalación del Well Jumper, **figura 5.4**, obligan a colocar el XT de acuerdo con la dirección del flujo que es requerido para el manifold de producción.

En algunas arquitecturas submarinas, **figura 5.4**, se coloca una estructura submarina llamada PLET (Pipeline End Termination) para facilitar la instalación del WFLJ al pozo. En algunos casos, los árboles son conectados directamente a manifold de producción sin usar el PLET, como se muestra en la **figura 5.5**. En todos los casos, el XT debe estar correctamente orientado hacia el manifold de producción. Esto debe conocerse desde el inicio del proyecto, ya que el cabezal submarino se coloca desde el inicio de la perforación y debe permitir la orientación del XT su instalación durante la terminación del pozo.

En ocasiones, los PLETs y manifolds de producción aún no están instalados, por lo que la orientación del WH y el XT durante la etapa de perforación y terminación del pozo, toman gran relevancia desde el inicio del proyecto y del inicio de la campaña de perforación. En el caso de los árboles verticales, la orientación de todo el sistema del XT (cabezales y árboles submarinos) inicia desde la colocación del WH, el THS y los SSBOP.

Figura 5.4 Interfase de los XT son el SS. Sistema de conexión y sistema de control



[23]

transporta y recolecta. El segundo, envía señales eléctricas, hidráulicas y ópticas para operar el SS y los XT a distancia.

La interface con el SS y el XT es muy importante porque define diferentes aspectos que se consideran durante la elaboración de la arquitectura submarina. Para definir la interface se toman en cuenta los siguientes criterios de diseño:

5.2.1 Tipo y método de conexión del XT al sistema submarino

El XT se conecta al SS por medio de los WFLJ y el Flowline Connection System (véase 3.4.3)

5.2.2 Criterio de diseño del XT para un Drill Center o Clúster Manifold

Durante la ingeniería básica o estudios FEED del proyecto, se definen y se elige el escenario definitivo de la arquitectura submarina, donde el árbol submarino se orienta hacia el manifold, además, se definen el drill center que se convertirán en clúster de producción o clúster manifold. Existen otras implicaciones técnicas que también generan interfaces con los XT.

La distancia entre el XT y el manifold de producción permite la configuración de los Drill Center o Clúster Manifold, de acuerdo con la máxima longitud de construcción e instalación de los WFLJ. En desarrollos submarinos ubicados en AP y UAP, el diseño de los Clúster Manifold se realiza en función del escenario elegido, realizando un análisis RAM del sistema submarino.

Adicional al cálculo de la confiabilidad del sistema submarino, se determina la facilidad o complejidad de la instalación submarina, de la inspección, de la capacidad de mantenimiento y de ser operado. Posteriormente al análisis, se determinan los procedimientos para decomisionar el sistema completo, una vez terminada la vida útil del yacimiento.

El sistema submarino está compuesto por múltiples equipos submarinos que pueden fallar, entre ellos el XT, por consecuencia se genera una suspensión de la producción o producción diferida, un requerimiento de reemplazo o ejecución de actividades de mantenimiento a las instalaciones submarinas, pozos, árboles submarinos, pagos de renta de la embarcación para el reemplazo o intervención al pozo, generando a su vez un probable incremento en los gastos de operación. Éstos

dependen de la falla, de igual manera si estaban contemplados o no en los programas de mantenimiento.

Se desarrollan algoritmos para optimizar y determinar el mejor esquema o arquitectura de los Cluster y por lo tanto el mejor sistema submarino, donde se toman diferentes consideraciones como el número de pozos, tipo de conexión, costos entre otros. [80] En la **figura 5.7** y **figura 5.8**, se muestran tres diferentes configuraciones de clúster de producción donde se considera escenarios de un solo pozo conectados en forma individual a la plataforma flotante de producción o múltiples pozos conectados a diferentes manifolds.

Figura 5.7 Un pozo conectado en forma individual

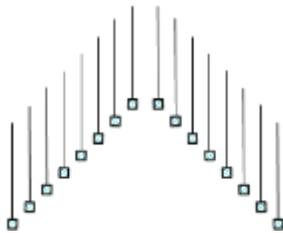
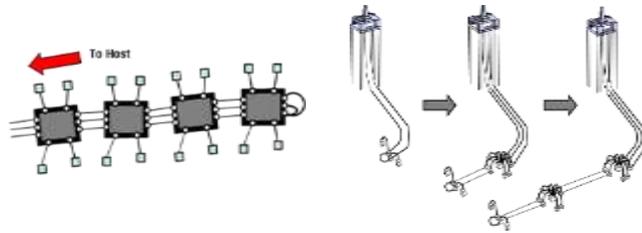


Figura 5.8 Múltiples pozos conectados a diferentes manifolds de producción



Para calcular la confiabilidad de los sistemas mostrados en las figuras anteriores, se toman en cuenta la confiabilidad del árbol submarino, de equipos periféricos montados sobre el XT, equipos periféricos conectados al SCM del XT, del propio SCM, WFLJ, equipos montados en el WFLJ y su conector. La confiabilidad del sistema varía de acuerdo al escenario elegido por lo que este tipo de análisis juegan un papel importante durante la terminación de los estudios FEED del proyecto.

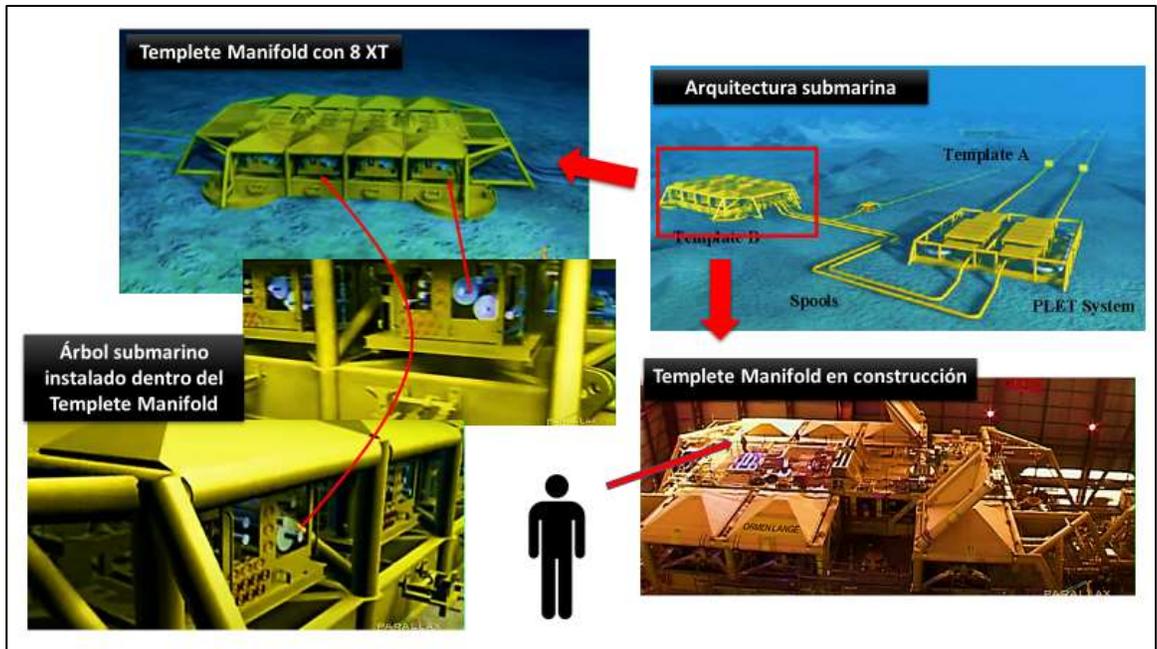
5.2.3 Criterio de diseño de templete de XT para un Templete Manifold de producción con XT integrado

En los desarrollos submarinos del mar del Norte y en aguas profundas de Brasil, los criterios para definir el clúster de producción son diferentes a los que se encuentran en el Golfo de México, pueden dar un mayor valor, por ejemplo, a la reducción de conexiones entre los XT y los WFLJ. Desde el punto de vista de aseguramiento de

flujo, permite la continuidad dimensional de flujo entre el XT y el manifold al conectar directamente el XT al Manifold sin ninguna restricción, facilita la perforación de los pozos permitiendo la colocación de los cabezales submarinos en una sola localización, se elimina la colocación de Flying Leads, se construye un sistema de control dentro del manifold que permite disminuir costos y se colocan solo dos SCM o los requiera la ingeniería de detalle en lugar de tener uno por cada XT. Lo anterior permite la distribución de señales de forma eficiente y la disminución de umbilicales o al menos un dimensionamiento menor de umbilicales que puede disminuir los costos de inversión.

Por lo tanto, los Drill Center o clúster manifold se construyen e instalan sobre un templete o base, formándose el Template Manifold System como se muestra en la **figura 5.9**, permiten un incremento en la confiabilidad del sistema.

Figura 5.9 *Template Manifold con árboles submarinos integrados*



La confiabilidad de los sistemas submarinos se determina mediante las prácticas recomendadas en el API RP 17N Reliability, Technical Risk & Integrity Management, así como en la revisión y análisis de los siguientes documentos:

- NOROSOK Z-016: Regularity Management and Reliability, Technology (Offshore Rev.1)
- Collection and exchange reliability and maintenance date for equipment (1st edition)
- ISO 14224: Collection and exchange of reliability and maintenance date for equipment (2nd Edition)
- ISO 20815: Production assurance and reliability management (1st Edition)
- API RP 17N: Recommended Practice for Subsea Production, Systems Reliability and Technical Risk Management
- Entre otros

En instalaciones submarinas, los XT son diseñados para ser instalados dentro de un Template Manifold, por lo que los XT son diferentes de los clústeres de producción. Los XT del Template Manifold, permiten su instalación y recuperación en forma modular, disminuyendo el tamaño y funciones del XT, ya que el sistema completo de producción puede ser administrado y diseñado para cumplir con los requerimientos de todos los pozos que fluyen a él.

Un Template Manifold, a diferencia de un sistema de pozos de clúster, implica un esfuerzo de diseño estructural muy importante. La estructura del Template Manifold debe soportar su peso, las tuberías de recolección, el colector, cargas de las líneas de flujo y una parte de las cargas generadas sobre los cabezales submarinos.

El diseño de la estructura del template debe considerar la distribución de la carga entre los cabezales submarinos y las cargas generadas por el SSBOP durante la perforación de los pozos, las cargas generadas por el riser de producción, los hundimientos del fondo marino y la expansión térmica de los pozos.

5.2.4 Criterio de diseño de XT por equipo de periférico. detectores de arena

En desarrollos submarinos, aguas someras, intermedias y AP y UAP, se incluye en el diseño de XT dispositivos para detectar arena cuando la formación del yacimiento produce arena. Existen dos tipos de dispositivos: detector acústico de arena o Acoustic Sand Detector, ver **figura 5.10**, y el monitor de arena o Sand Monitoring Detector, ver **figura 5.11**.

El detector acústico mide la energía de impacto de las partículas de área en las paredes internas de la tubería que conduce hidrocarburos, lo que permite regular el gasto de producción para evitar la erosión de las tuberías y del árbol submarino. Este sensor es intrusivo, es decir, se coloca en la parte exterior del XT o del Well Jumper. También puede ser colocado en el manifold de producción

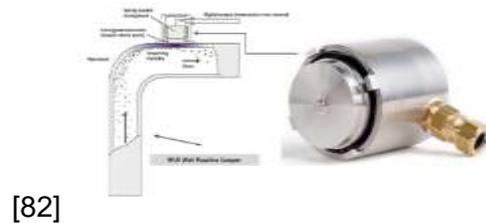
El detector es una interface importante en el diseño del XT, porque dependiendo del lugar final de instalación, se requiere conectar al SCM más cercano para manipular y ser alimentado por corriente eléctrica. El detector es un dispositivo pasivo de dos niveles de 4 – 20 mA. El SCM del XT debe considerarlo para su inclusión durante el diseño, manufactura, instalación y mantenimiento.

El monitor de arena envía una señal distinta de 4mA cuando la superficie cóncava se erosiona al grado que los fluidos aplican presión a la rejilla hueca en el metal. La alarma de primer nivel permite al operador saber que se ha provocado una erosión importante por lo que se deben de tomar medidas. La alarma de erosión de segundo nivel, cierra el pozo mediante la operación de la SCSSV, PMV y PCV, solo si la lógica de operación está diseñada de esta forma. Al igual que el dispositivo anterior, también se conecta al SCM del XT.

Figura 5.10 Detector Acústico de Arena



Figura 5.11 Monitor de arena

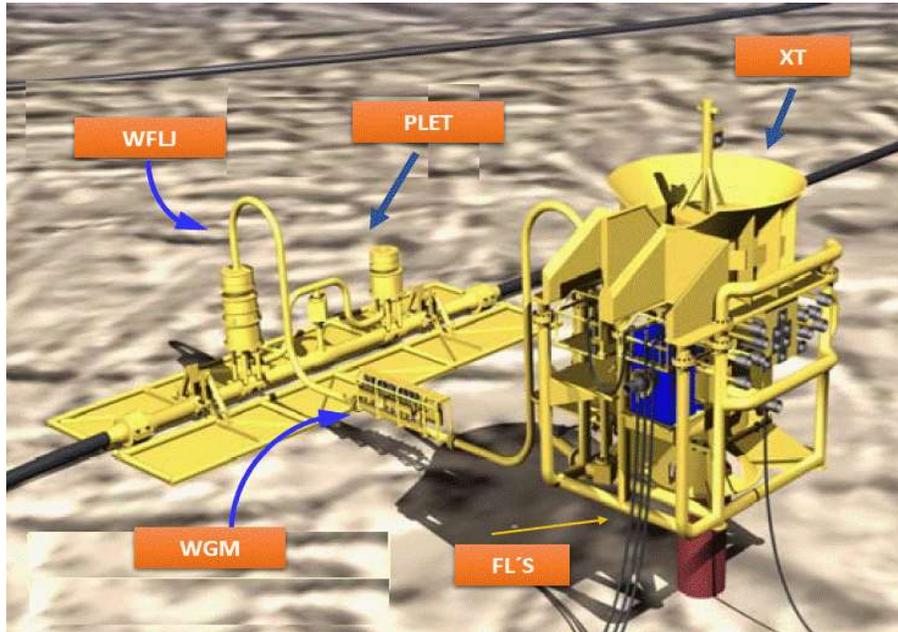


5.2.5 Criterios de diseño del XT por equipo periférico. Sistemas de medición submarina multifásica

Los medidores de flujo multifásico o Multiphase Flow Meter (MPM), los medidores de gas húmedo o Wet Gas Meter (WGFM) y los medidores de gastos de agua o Water Cut Meter, forman parte del diseño del árbol submarino y dependen de los

requerimientos de fondo de pozo, del diseño del pozo. Los medidores pueden ser instalados en el Well Jumper, conectados en el SCM del XT o pueden ser montados sobre el XT. En la **figura 5.12**, se muestra un WGFM colocado en el WJ.

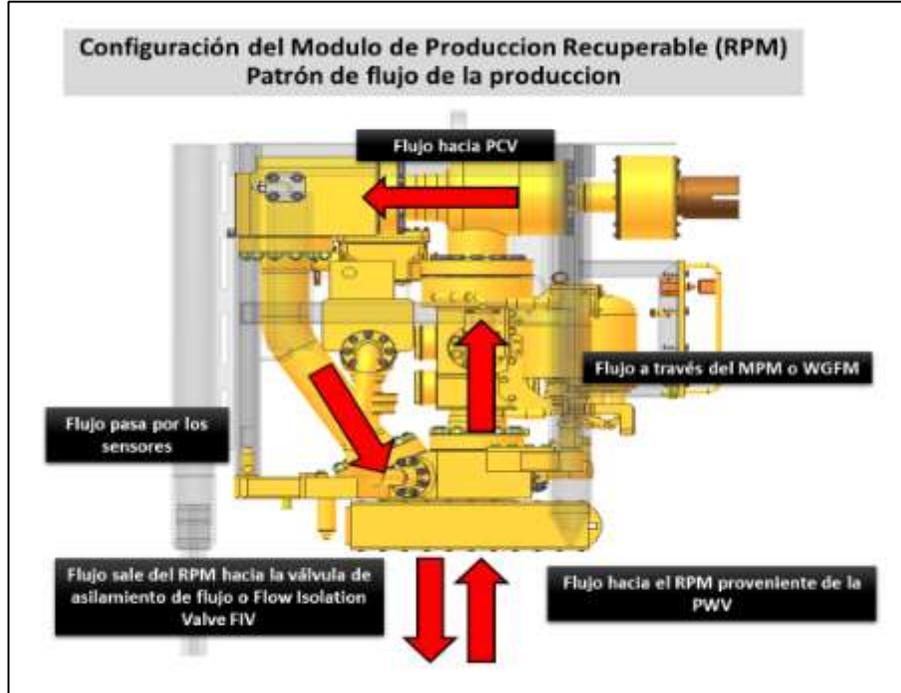
Figura 5.12 Medidor de gas húmedo (WGFM) colocado en el WFLJ



[23]

Los sistemas de medición que son montados sobre el XT, se instalan en el módulo de producción recuperable (RPM), ver punto 5.1.4, además se diseñan e instalan los dispositivos requeridos para inyectar y medir BN diseñados como se muestra en la **figura 5.13**.

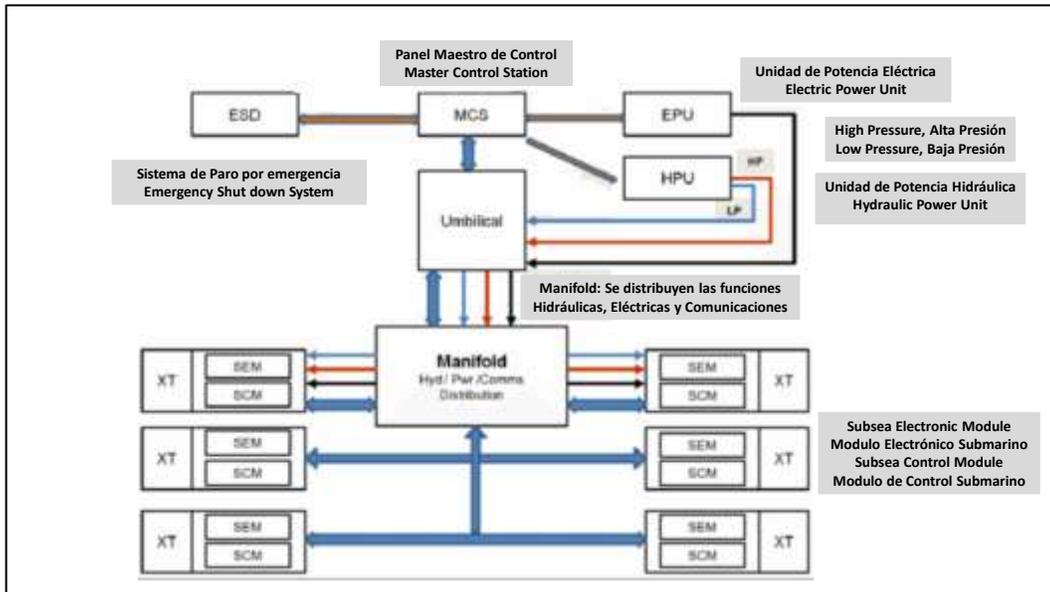
Figura 5.13 Configuración de un RPM con un sistema de medición multifásico



5.3 Interface del árbol submarino con el sistema control

El sistema de control de producción (SPCS) está compuesto de múltiples de equipos superficiales y submarinos. Se diseña para permitir la operación remota del sistema submarino, inclusive el árbol submarino, equipos periféricos, equipos de fondo de pozo y de los pozos.

Figura 5.14 Diagrama o topología básica de un diseño de control de XT



[83]

Las señales de energía de potencia hidráulica y eléctrica son enviadas desde la superficie hacia el fondo marino a través del umbilical y a su vez utiliza los Flying Leads para enviar señales al XT. Estas señales las recibe el SCM y en combinación con el SEM envía y recibe señales eléctricas e hidráulicas a los equipos montados sobre los XT como los actuadores de válvulas del XT.

Por lo tanto, la funcionalidad del árbol submarino y los requerimientos de fondo de pozo, están programados en el SCM, el cual se encuentra en el cuarto de control en la superficie ubicado en las instalaciones de producción.

También, la operación del XT y la producción de los pozos puede ser controlada sobre el mismo XT por medio del ROV. Todos los XT tienen paneles o ROV panel para el control de árbol, como se muestra en la **figura 5.15**.

Figura 5.15 *Árbol submarino con su ROV panel*



[23]

En caso de falla, el panel permite al ROV operar el árbol submarino mediante herramientas diseñados por cada fabricante.

Cuando se envía una señal del cuarto de control al SCM, éste controla la funcionalidad del XT de la siguiente manera:

El SCM recibe un volumen de aceite hidráulico de baja y alta presión, un suministro de energía eléctrica desde la superficie a través del umbilical, el cual utiliza dos equipos para conectarse al cuarto de control y al sistema submarino.

En superficie, el Topside Umbilical Termination Assembly (TUTA) reúne la funcionalidad requerida por los pozos y envía señales a los equipos submarinos mediante el umbilical que se conecta al Subsea Umbilical Termination Assembly (SUTA) instalado en el fondo marino. El SUTA distribuye mediante los Flying Lead las señales eléctricas, hidráulicas y ópticas a los SCM de los XT y demás equipos submarinos operados por el SCM.

En el XT, el SCM se conecta en la base hidráulica del SCM o Subsea Control Module Mounting Base (SCMMB) el sistema hidráulico del XT. Al sistema eléctrico del XT se conecta el ROV con extensiones o conectores eléctricos o ROV mateable electrical connectors.

Después de ser decodificadas las señales eléctricas por el Módulo eléctrico submarino (SEM), los solenoides operan las válvulas de control del SCM, las cuales

dirigen el fluido hidráulico a los actuadores de las válvulas del árbol submarino. El SEM también decodifica las señales de los sensores colocados en el XT y en fondo de pozo para enviarlas a la superficie.

El SCMMB proporciona un punto de conexión entre en SCM y las funciones hidráulicas del árbol, el equipo periférico de monitoreo y control, que requieren presión hidráulica, corriente eléctrica y de transferencia de datos, mediante tubería hidráulica y cables eléctrico que se conectan desde los SCM a los equipos periféricos y el XT.

La funcionalidad, diseño y tipo de SCM forma parte de la interface técnica considerada dentro del diseño del XT. El la **figura 5.16** se muestra algunos de los equipos del sistema de control que se describieron en los párrafos anteriores.

Figura 5.16 Equipos del sistema submarino de control que permite operar XT



[84], [85]

5.4 Interface del árbol submarino con la plataforma de perforación y terminación de pozos

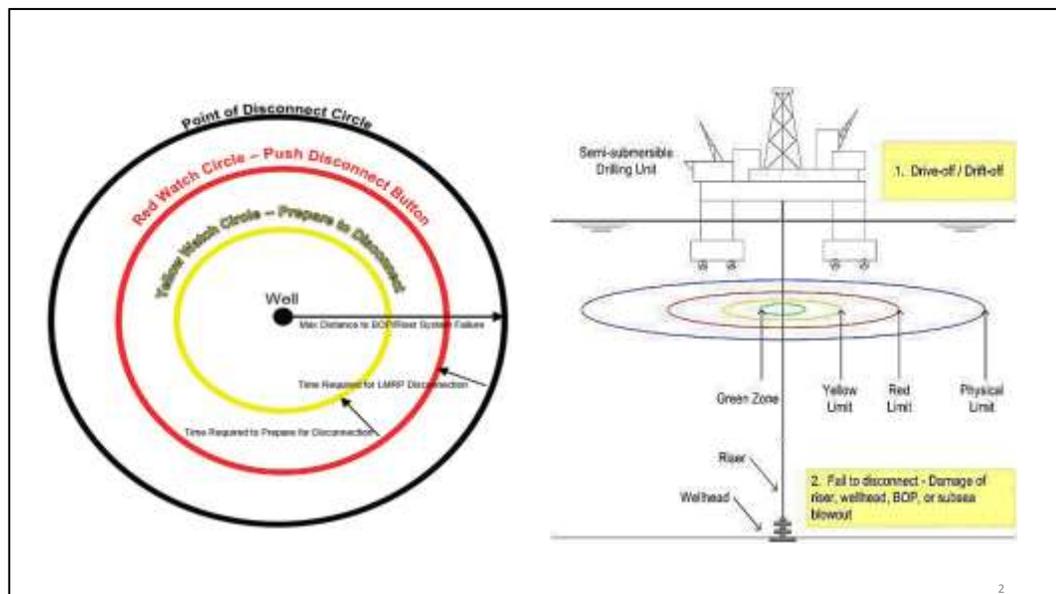
Para cada configuración de árboles submarinos vertical u horizontal, se diseñan diferentes sistemas submarinos de control o Landing String Assembly que se utilizan

durante la terminación y reparación de los pozos, (véase **Anexo 1**). En este anexo, se muestra las características de los equipos LSA que se diseñan tomando en cuenta la funcionalidad de fondo de pozo.

Los sistemas de control descritos en el punto inmediato anterior a este, deben ser completamente compatibles al Landing String Assembly. Los LSA se diseñan para cumplir requerimientos de desconexión por emergencia en función del tirante de agua y del tipo de equipo flotante que se utiliza para la terminación del pozo, que esta función del círculo operativo.

Durante la perforación de los pozos de AP y UAP, el círculo operativo permite la perforación del pozo dentro de un radio de movimiento circular del equipo de perforación flotante. El cabezal submarino recibe el máximo momento de pandeo cuando se tiene conectado el riser de perforación, incluye los SSBOP y el LMRP. Estos equipos, antes de sobrepasar los límites operativos, activan el sistema de desconexión por emergencia, cerrando los preventores y permitiendo que la plataforma flotante se aleje sin descontrol del pozo, sin daño al riser y sin daño al ambiente, al mantener el fluido de perforación dentro del riser de perforación, como se muestra en **figura 5.17**.

Figura 5.17 Ejemplos del Círculo de Operación del Sistema de desconexión por emergencia (EDS) del riser de perforación LMRP



[86]

Este sistema de desconexión por emergencia de la plataforma de perforación, se utiliza durante la perforación del pozo, está activo cuando se baja el aparejo de producción durante la terminación del pozo. Por lo consiguiente, el LSA descrito (véase **Anexo 1**) se diseña para realizar la desconexión del aparejo de producción al momento de que el EDS del LMRP se desconecte en caso de una emergencia o en caso de requerirse. De esta forma los dos sistemas de desconexión por emergencia de los dos risers (perforación y terminación) interactúan y se diseñan de acuerdo a los requerimientos operativos de la plataforma de perforación que está efectuando la terminación del pozo.

Si se termina un pozo con un árbol horizontal, se debe instalar sobre el WH para colgar el TH en el WH, Los sistemas de desconexión por emergencia se diseñan para permitir el cierre del pozo, de ser necesario, en el árbol submarino y también en el LMRP, por lo que se genera una interface técnica para el control del árbol submarino y de los equipos de fondo de pozo con el sistema de control del LSA y los SSBOP.

La interface técnica que se diseña, está compuesta por SSBOP-LMRP–LSA–XT–Fondo de pozo. Se inicia en la configuración del LSA con el árbol submarino y con la funcionalidad de fondo de pozo, de esta forma: el DHSV o SCSSV se encuentra bajo el control del sistema de control del LSA. Las válvulas PMV y PWV se operan también con el sistema de control de LSA. Si el pozo es diseñado para una terminación inteligente, los sensores de presión y temperatura, las válvulas de control de intervalo de la terminación inteligente, las válvulas de inyección de químicos, es decir, todo el control hidráulico y eléctrico de fondo de pozo y del XT, quedan a cargo del sistema de control del LSA. Éste hace interface con el sistema de desconexión por emergencia del SSBOP - LMRP. El LSA tiene su propio EDS que es activado antes de que el EDS del LMRP sea activado. (véase **Anexo 1**)

5.5 Interface del árbol submarino con el equipo flotante de intervención a pozos

La intervención o reparación de pozos durante la etapa de explotación del yacimiento son vitales para cumplir con los programas de producción. En AP y UAP, estas intervenciones requieren de grandes gastos, por lo que se debe tener cuidado en el

diseño del pozo y del XT para no ser intervenido. Debido a lo anterior, al programarse alguna intervención al fondo de pozo también se programa el mantenimiento al sistema submarino y de requerirse, al XT. Para intervenir los pozos y dar mantenimiento al sistema submarino, se requiere de equipos submarinos de control de pozos para fondo de pozo, el XT y el sistema periférico del XT.

Para la intervenir los pozos y dar mantenimiento al sistema submarino, se requiere de equipos submarinos de control de pozos diseñados específicamente para el fondo de pozo como para el XT. Para dar mantenimiento al sistema submarino, también se requiere equipo especial, que depende del sistema periférico del XT. En ambos casos, las embarcaciones que se utilizan son muy caras y normalmente se utilizan para dar los dos mantenimientos al mismo tiempo, por lo que se programa el equipo sobre cubierta y equipo submarino requerido.

Los equipos periféricos del XT se diseñan para ser intercambiados por otros. Estos equipos son colocados sobre la estructura del XT que requiere del uso del ROV y herramientas especiales para reparar o instalar uno nuevo. Estos equipos son diseñados específicamente para la operación del pozo por lo que afectan el diseño del XT.

En el **Anexo 2**, se muestra las características de los equipos submarinos y embarcaciones para el mantenimiento, las cuales dependen del tipo de XT. El diseño de los equipos que permiten el acceso a fondo de pozo, también controla el pozo en caso de un descontrol, dependen del tipo de terminación de pozo y el tipo de XT.

5.6 Selección del árbol submarino utilizando normatividad ISO y prácticas recomendadas por el API

La especificación API 6^a Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment y la Norma ISO 10423 Petroleum and natural gas industries – Drilling and production equipment Wellhead and Christmas Tree equipment, ambas se consideran para el diseño de árboles submarinos y otros equipos.

La especificación API 6^a (ISO 10423) es el estándar reconocido por la industria para cabezales y árboles de producción que se formuló para diseñar y manufacturar los

equipos y sus accesorios. Esta normatividad asegura que los equipos, sus partes y accesorios sean intercambiables de forma segura, dimensional y funcional.

Esta especificación incluye requisitos detallados para la fabricación de equipos para colgar tuberías, válvulas y accesorios utilizados en la perforación de pozos de petróleo y gas, también para contener y controlar la presión y fluidos provenientes del fondo del pozo.

5.6.1 Antecedentes de la especificación

La especificación 6ª sirve como referencia para el diseño de conexiones con bridas para presiones de trabajo nominales máximas de 2,000 a 20,00psi y para un grupo de válvulas de compuerta para estos mismos rangos de presión. La especificación API 6ª también se especifica como el estándar básico para la fabricación de equipos submarinos de acuerdo con la especificación api 17D Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment.

Asimismo, la especificación 6ª incluye requisitos para válvulas de seguridad de superficie o Surface Safety Valves (SSV) y válvulas de seguridad submarina o Underwater Safety Valves (USV). La SSV y USV son accionadas por energía hidráulica la cual se cerrará automáticamente al cortar la energía que alimenta al actuador hidráulico de las válvulas.

La API (RP)14C incluye el uso de un SSV o USV como segunda válvula maestra en un árbol de producción. Un SSV está diseñada para usarse en plataformas marinas mientras que una USV se usa en árboles y cabezales submarinos.

5.6.2 Criterios de diseño

5.6.2.1 Presión de trabajo

Se definen 6 rangos de presión de 2,000 psi a 20,000 psi que representan la máxima presión de trabajo de los equipos, ver **tabla 5.1**.

Tabla 5.1 Rango de presiones de trabajo

Rango de presión	Mpa
2 000	13.8
3 000	20.7

5 000	34.5
10 000	69.0
15 000	103.5
20 000	138.0

[49]

5.6.2.2 Clasificación del equipo por temperatura de trabajo

Se definen ocho clases de temperatura, cada una de las cuales representa un rango de temperatura mínima y máxima del ambiente hasta la temperatura máxima del fluido del pozo que pasa a través del equipo, ver **tabla 5.2**.

Tabla 5.I Rangos de temperatura de trabajo

Clasificación de temperatura por API	Rango de operación °F		Rango de operación °C	
	Min	Max	Min	Max
K	-75	180	-60	82
L	-50	180	-46	82
N	-50	140	-46	60
P	-20	180	-29	82
R	Temperatura ambiente		Temperatura ambiente	
S	0	140	-18	60
T	0	180	-18	82
U	0	250	-18	121
V	35	250	2	121

[49]

5.6.2.3 Selección de clase de metal por CO₂ y H₂S

Se utilizan siete clases de materiales que especifican los requerimientos mínimos para de servicio general o amargo, ver **tabla 5.3**. El equipo API 6^a (ISO 10423) debe diseñarse, probarse y marcarse como satisfactorio para cada una de las clases de materiales.

Tabla 5.II Requerimientos mínimos del material

Clase de material API	Cuerpo, cubierta, conexiones de los extremos (entrada y salida)	Partes que controlan la presión, vástagos y colgadores de tubería
AA Servicio General	Carbón o acero de baja aleación	Carbono o acero de baja aleación
BB Servicio General	Carbón o acero de baja aleación	Acero inoxidable
CC Servicio General	Acero inoxidable	Acero inoxidable
DD Servicio amargo	Carbono o acero de baja aleación	Carbón o acero inoxidable
EE servicio amargo	Carbón o acero de baja aleación	Acero inoxidable
FF Servicio amargo	Acero inoxidable	Acero inoxidable
HH Servicio amargo	Aleaciones resistentes a la corrosión	Aleación resistente a la corrosión
ZZ Servicio amargo	Lo define el usuario	Lo define el usuario

[49]

Se debe definir qué tan severa es la corrosión con base a lo siguiente:

Ecuación 5.1

$$H_2S \text{ PSIA} = \frac{H_2S \text{ PPM}}{1\ 000\ 000} \times \text{Presión de Trabajo}$$

Ecuación 5.2

$$H_2S \text{ PSIA} = \% H_2S \times \text{Presión de Trabajo}$$

Ecuación 5.3

$$CO_2 \text{ PSIA} = \% CO_2 \times \text{Presión del fluido}$$

Tabla 5.4 Nivel de corrosión

	Presión parcial	Corrosión esperada
CO₂	Mayores a 1.5 psi	Alta
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media
	Menores a 0.05	No se presenta
H₂S	Mayor o igual a 30 psi	Alta
	Entre 3 a 30 psi	Media
	Menor a 3 psi	No se presenta

[49]

Tabla 5.5 Clasificación de metales por ACE para CO₂

Fluidos retenidos	Corrosión de los fluidos retenidos	Presión parcial al CO₂ (psi)	Clase de material recomendado
Servicio general	No corrosivo	<7	AA
Servicio general	Ligeramente corrosivo	7 a 30	BB
Servicio general	Moderado a altamente corrosivo	>30	CC
Servicio amargo	No corrosivo	<7	DD
Servicio amargo	Ligeramente corrosivo	7 a 30	EE
Servicio amargo	Moderado a altamente corrosivo	>30	FF
Servicio amargo	Muy corrosivo	>30	HH

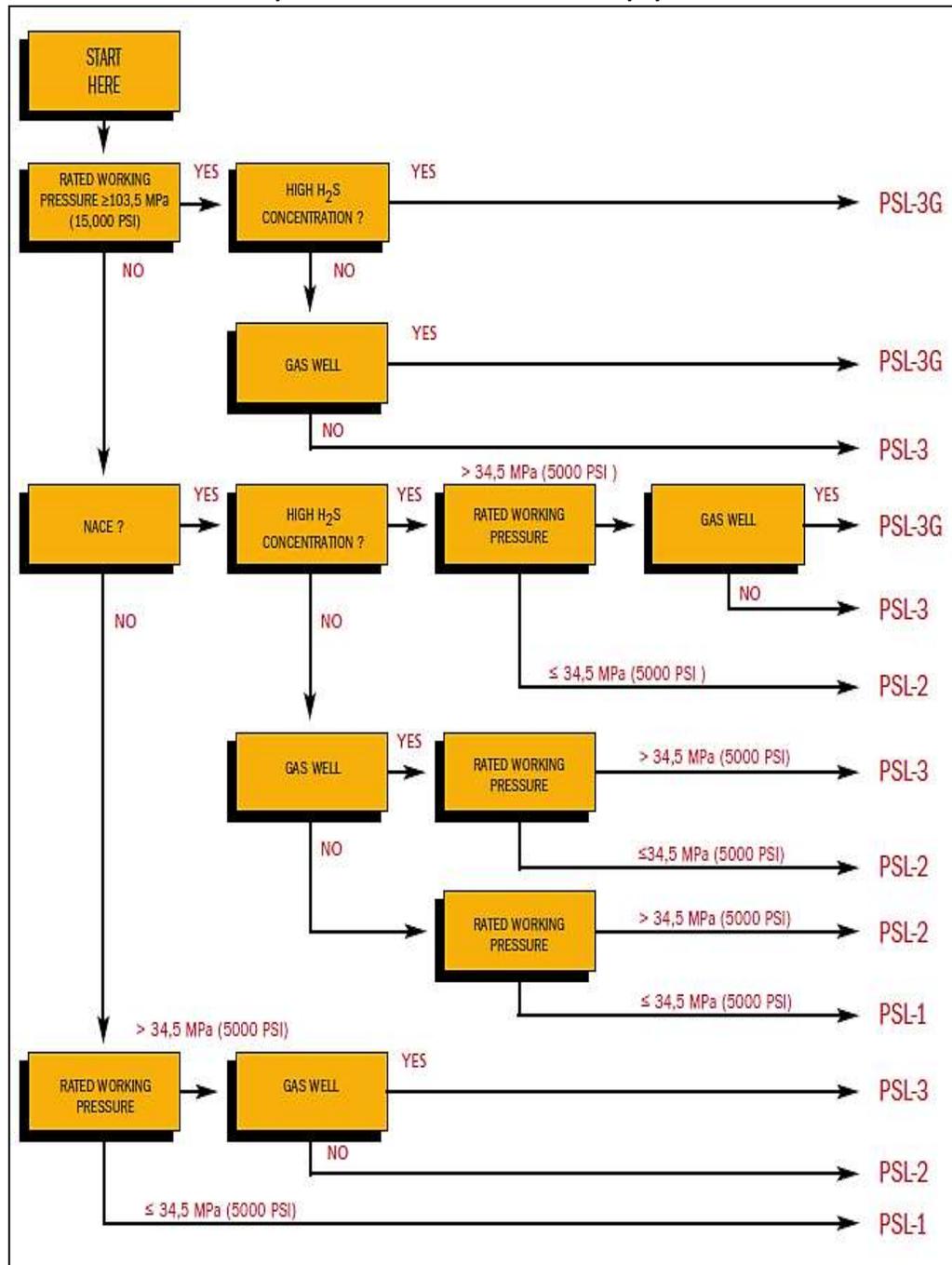
[49]

5.6.2.4 Nivel de especificación del producto

La especificación 6A (ISO 10423) proporciona la definición de las condiciones de servicio estándar e introduce el concepto de Niveles de Especificación del Producto o Product Specification Level (PSL). Estos niveles definen diferentes requisitos técnicos o documentación que pueden especificarse para un equipo.

Los niveles representan las condiciones operativas que se presentan en la industria dependiendo si son equipos costa afuera o submarinos. El árbol de decisión que se muestra en la **figura 5.18**, está diseñado para seleccionar los niveles de especificación del producto adecuados para las partes principales del WH, XT y de sus componentes.

Figura 5.18 Árbol de decisión para determinar el PSL de un equipo



[49]

Una vez obtenido el PSL, se determina la calidad que debe de cumplir la manufactura y los procedimientos de prueba del equipo, ver **tabla 5.6**.

Tabla 5.III Requerimientos de prueba del equipo

Requerimiento	PSL – 1	PSL – 2	PSL - 3
Prueba de drift	Si	Si	Si
Prueba hidrostática	Si	Si, extendida	Si, extendida
Prueba de gas	-	-	SI
Trazabilidad del ensamble	-	Si	Si
Serialización	Si	Si	Si

[49]

5.6.2.5 *Requerimientos de desempeño y clase de servicio*

El nivel mínimo de especificación de producto para un SSV o USV es PSL-2. Todos los diseños de válvulas deben cumplir con un requerimiento de desempeño o Performance Requirement (PR). Por ende, se requiere de un procedimiento de prueba de verificación del PR para los diseños

Los equipos que cumplen con un PR - 2 y para su verificación cuentan con un procedimiento de prueba descrito por el API 6AV1 y en el anexo 1 del API 6^a. Esta verificación se debe realizar para las dos clases de servicio:

- PR – 2 Clase I Servicio estándar. Se requiere de una prueba de verificación de 500 ciclos con agua
- PR – 2 Clase II Sandy Service: se requiere d una prueba de verificación de 500 ciclos con un lodo de arena

El nivel mínimo de especificación para un SSV o USV que cumplen con un PR–2, se realiza la siguiente prueba, ver **tabla 5.7**

Tabla 5.7 Nivel de requerimiento

Nivel de requerimiento	PR - 1	Pr - 2
Ciclo dinámico de abrir/cerrar con presión a temperatura ambiente	3 ciclos	160 ciclos

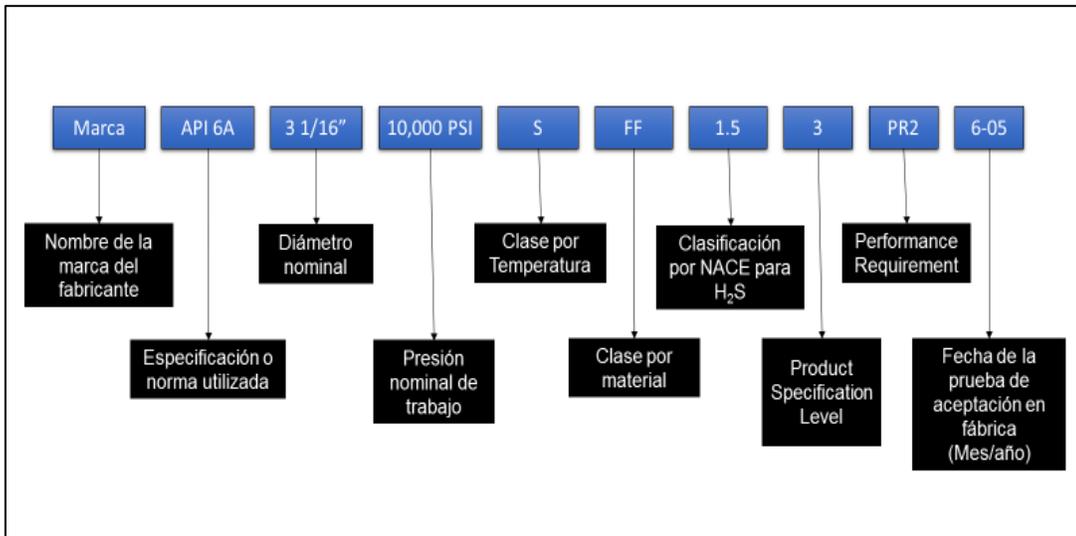
[49]

5.6.3 Requerimiento de marcado

En la sección 8 de la especificación 6A y en la **figura 5.19**, describen las instrucciones de marcado para el equipo manufacturado. La información de marcado incluye:

- Nombre de la marca del fabricante
- Especificación o norma utilizada
- Diámetro nominal
- Presión nominal de trabajo
- Clase por temperatura
- Clase por material
- Clasificación por NACE para H₂S
- PSL
- PR
- Fecha de a prueba de aceptación en fábrica (Mes / año)

Figura 5.19 Secuencia de marcado de equipos submarinos



[49]

5.7 Ejemplo de aplicación de diseño de un árbol submarino (caso real)

El diseño de un árbol submarinos se requiere de la experiencia y conocimiento de la normatividad vigente. Las compañías que manufacturan árboles y equipos

submarinos han definido estándares de diseño, procedimientos de manufactura y pruebas por lo que tienen sus propias especificaciones de árboles estándar que cumplen con la mayoría en los requerimientos para yacimientos en AP y UAP, a excepción de las terminaciones de pozos no convencionales, que requiere de un diseño específico para cumplir con las condiciones operativas.

Siguiendo con la metodología descrita en la Norma ISO, prácticas recomendadas API 6A y API 17D y datos ficticios de un campo ubicado en un tirante de agua de 1,300 metros, se determinará las características principales de diseño de un árbol submarino.

Los datos son los siguientes:

Se requiere diseñar un árbol submarino para la terminación de pozos de desarrollo en un yacimiento ubicado a 1,300 metros de profundidad, que considere un factor de seguridad de 1.25, la presión máxima de pozo fluyendo, la presión máxima en pozo cerrado. Tomando en cuenta las características de los árboles estándar existentes en el mercado para tirantes de agua mayores a 1,000 metros y que cumpla con las especificaciones de la terminación de fondo del pozo redactadas en la ingeniería básica.

Por estudios de análisis nodal, se ha determinado que el aparejo de producción debe ser de 5 ½ pulgadas.

El árbol submarino estándar existente en el mercado es de 5 pulgadas de diámetro del conducto de producción y cuenta con un orificio 2 pulgadas para acceso al EA y tiene las siguientes características:

Standard Subsea Tree

- Horizontal Subsea Tree 5"x2" 10 k.
- Standard water Depth rating 10,000ft.
- Standard 17D temperature class 0°F - 250 °F.
- Standard material class FF, NACE service.
- Tree and tubing hanger designed with intent of API 17D.
- PSL-3G.
- Production master and wing valves are monogrammed as API6A/17D USVs.
- Gate valves can be operated at 3,000 to 5,000 psi control pressure
- Standard quality plan.

Árbol submarino estándar

- Árbol Submarino Horizontal de 5"X2" para una presión de trabajo de 10,000 lb/pg².
- Profundidad de trabajo estándar: 3,000metros.
- Clasificación estándar por temperatura del árbol submarino por API 6ª y 17D: - 17.7778° - 121.1°C
- Clasificación estándar del material para ambientes corrosivos por NACE: FF.
- Árbol y colgador de TP diseñado bajo la Norma API 17D
- PSL – 3G
- Válvula Maestra y válvula lateral de producción, ambas marcadas con monograma de API 6ª/17D USV, de PR-2
- Rango de operación de las USV de compuerta se realiza mediante un sistema de control de presión dentro del rango de 3,000 a 5,000 lb/pg².
- Por ser un árbol estándar se utiliza el control de calidad estandarizado de acuerdo con el PSL y PR.

NOTA

De acuerdo con los procedimientos de diseño y terminación de pozos, se realiza para todos los pozos del yacimiento o del campo. Para ejemplificar un diseño para este capítulo, se tomará en cuenta en forma individual.

Durante la prueba DST efectuada en el pozo descubridor, se determinaron diferentes características de los fluidos producidos:

- Contiene gas seco no asociado. El gas producido contiene CO₂. Mediante un análisis cromatográfico de una muestra tomada en el fondo de pozo, se determinó el %mol CO₂=0.04.
- El pozo produce agua. Se espera un incremento de agua congénita hasta un 4% o más a partir del año 5.
- La temperatura de suelo marino es de 4°C. la temperatura máxima del yacimiento es de 63.7°C y temperatura del pozo fluyendo es de 13°C
- Presión de cierre en la cabeza del pozo es de 400 psi
- Se considera un plan de mantenimiento de pozo frecuente con terminación inteligente. El estudio RAM y FMECA del XT, equipos de fondo, sistemas de conexión submarina, estructuras submarinas y WFLJ, se determinaron periodos de falla e intervenciones en los siguientes 5 y 10 años de la explotación del campo

5.7.1 Determinación de la configuración del árbol submarino

Tomando en cuenta la información del inciso e, se requiere un **árbol submarino horizontal**, el cual permite intervenciones a los pozos a menor costo y menor tiempo. Al saber qué tipo de árbol se utilizará, se programa y contrata la embarcación, equipos submarinos y equipos sobre cubierta como: tubería flexible, equipo de línea de acero, requerimientos de registros, estimulación de pozos.

Se programa la compra de refacciones, la renta o compra de equipos submarinos para control de pozo (véase **Anexo 2**). Se programa las intervenciones y se gestiona el presupuesto para abatir los costos

Nota del director de tesis:

La solución en este punto es muy amplia y el análisis es parte de otros documentos que muestran a detalle la metodología y análisis para la toma de decisión de la configuración y tipo de árbol. Para esta tesis, se incluye una explicación resumida en el párrafo anterior, por lo que permite a la tesista continuar con el ejemplo de diseño del árbol submarino, el cual es el objetivo de este capítulo.

5.7.2 Determinación de la presión nominal de trabajo del árbol submarino

De la prueba DST del pozo, se determinó una presión máxima de cierre del pozo de 4,000psi. Considerando un factor de seguridad de 1.25 a 1.5 veces la máxima presión esperada. Se calcula: $4,000 \times 1.25 = 5,000$ psi

De acuerdo con la **Tabla 5.1** Rango de presiones de trabajo, el valor de la presión nominal de trabajo considerando el factor de seguridad sobrepasa los 5,000 psi por lo que se selecciona el siguiente nivel, es decir, se utilizara el árbol submarino de **presión de trabajo de 10,000 psi**.

El diseño de los árboles submarinos que soporta 10,000psi de presión también está diseñado para una **profundidad máxima de 3,000 metros**. La profundidad a la que puede ser instalado el XT es mayor al tirante de agua del yacimiento en cuestión.

Por lo tanto, el árbol submarino estándar de 10,000 psi de presión de trabajo cumple con los requerimientos de presión de trabajo como el tirante de agua.

5.7.3 Determinación del rango de temperatura de trabajo del árbol submarino

Con los datos de temperatura en el fondo marino (4°C), en fondo de pozo (63.7°C) y pozo fluyendo (13°C), se determina el intervalo de temperatura durante la operación del pozo. La temperatura del árbol submarino varía entre 13°C y 63.7°C, se debe considerar la temperatura de fondo marino de 4°C, que se considera cuando el pozo se cierre.

Por lo tanto, el rango de temperatura es un mínimo de 4°C y un máximo de 63.7°C. De la **Tabla 5.1** Rangos de temperatura de trabajo, se determina que es clase T.

Un árbol submarino estándar está clasificado en un rango de temperatura clase U, que opera en un rango de temperatura mínima de -18°C a una máxima de 121°C. Por consiguiente, el **árbol submarino estándar clase U** cubre la temperatura de operación.

El árbol submarino y sus equipos periféricos requieren ser diseñados para funcionar con la clasificación de temperatura U. La temperatura mínima es la temperatura del ambiente y a su vez e la temperatura más baja a la que puede estar sometido el equipo. Por el contrario, la temperatura máxima es la temperatura del fluido. La

clasificación U cumple con los efectos de expansión térmica diferencial del metal provocada por los cambios de temperatura que experimenta en servicio

Las aleaciones metálicas del cuerpo del árbol, válvulas y elementos de sellos metal a metal y sellos no metálicos del árbol submarino estándar cumplen con los requerimientos generados por el rango de temperatura de operación de este pozo

5.7.4 Selección del material del árbol submarino por presencia de CO₂ y H₂S

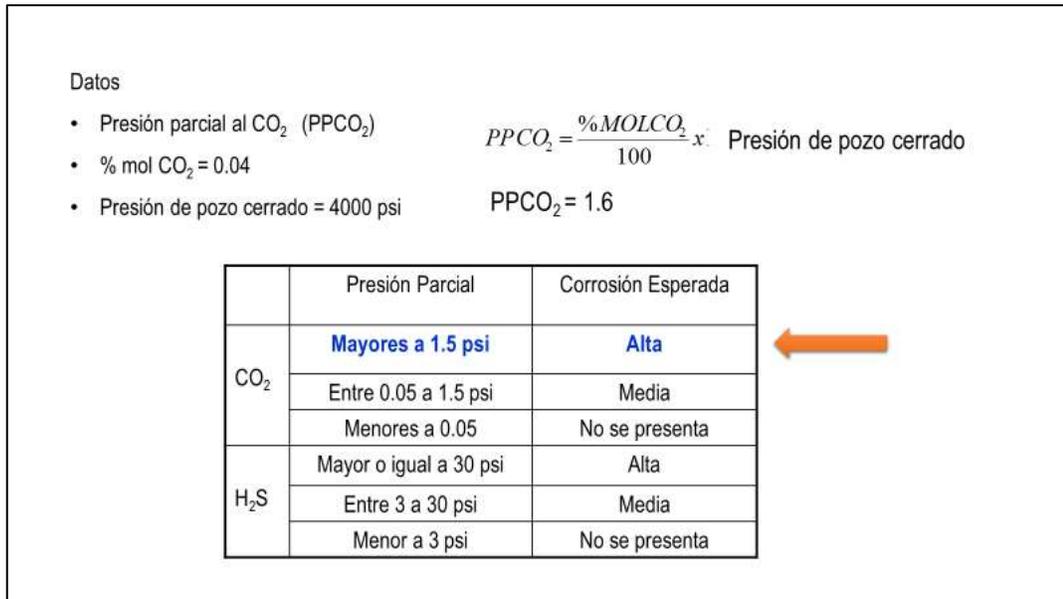
Durante la prueba DST, el pozo fluyo con gas seco no asociado con presencia de agua y CO₂. De los análisis efectuados se determinó %mol CO₂ = 0.04.

Con la información anterior se determina la presión parcial, utilizando la Ecuación 5.3, se tiene lo siguiente:

Con esta información se determina la presión parcial ejercida sobre los metales del XT por el CO₂ mediante la fórmula mostrada en el punto

Selección de clase de metal por CO₂ y H₂S, lo cual nos da como resultado una presión parcial por CO₂ de 1.6.

Figura 5.20 Cálculo de corrosión esperada



Con la información calculada se determina que la corrosión esperada es alta, por lo que requerimos determinar el tipo de metal que soporte este ambiente altamente corrosivo, por la Clasificación de metales por NACE para CO₂, con el dato de corrosión alta, no con el dato de presión parcial, determinamos que se requiere una clase de material FF para servicio amargo.

El porcentaje mol que se utilizó para calcular la presión parcial al CO₂, permite determinar, que este pozo, la corrosión esperada es alta, por lo que se utiliza la clase de material FF.

Con esta **clasificación FF**, se procede a entrar a la Figura 5.5. Clasificación de materiales por API 6A para árboles y cabezales, para determinar que con la Clase FF se requiere acero inoxidable para la fabricación del árbol submarino incluyendo las válvulas expuestas al gas producido.

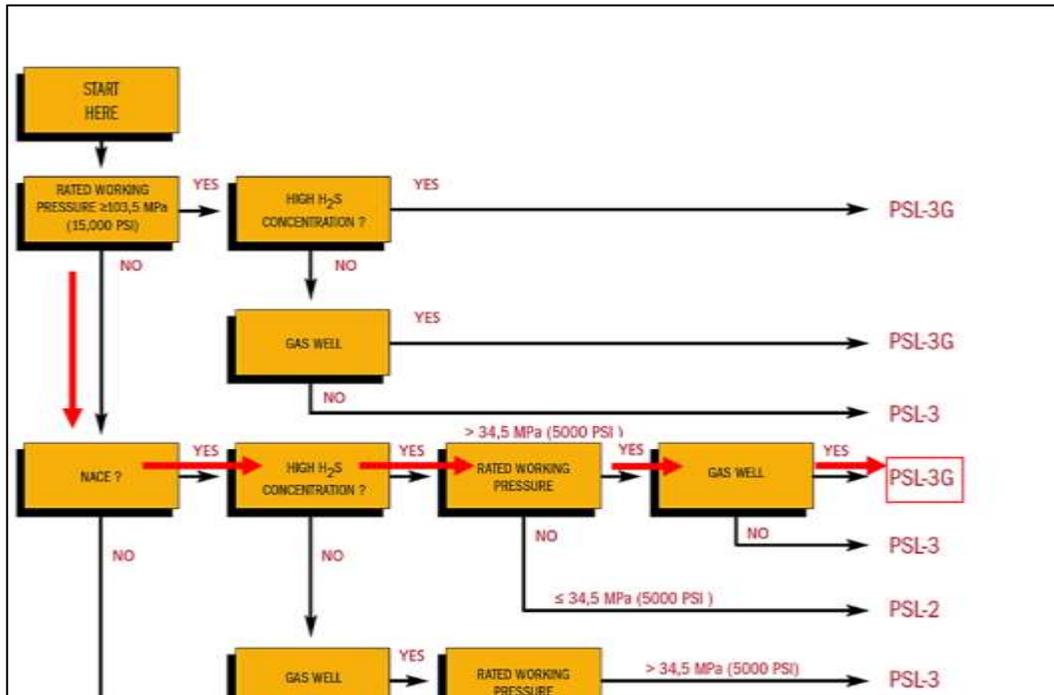
5.7.5 Determinación del nivel de especificación del producto

El PSL define los niveles de documentación o niveles de requerimientos técnicos, así como las pruebas que se deben realizar durante la manufactura especificado para cada producto. Generalmente estos niveles representan una práctica industrial para varias condiciones de servicios.

De los datos del pozo, se sabe que es productor de gas seco no asociado, que contiene CO₂ con una presión de cierre relativamente alta. Tomando en cuenta el árbol de decisión de la **figura 5.18**, se muestra el nivel adecuado de especificación de producción (PSL) del cabezal, árbol submarino y accesorios,

De acuerdo al API 6^a y siguiendo las flechas en la **figura 5.21**, se determinó un nivel de especificación **PSL – 3G**.

Figura 5.21 Proceso de análisis del nivel de especificación del producto



Proceso de análisis del nivel de especificación del producto

EL Sistema de Administración de Calidad considera el diseño, la construcción, pruebas, instalación, comisionamiento y mantenimiento de los equipos. El sistema cumplirá con los requisitos de las Normas ISO 9001, API y Q7, a su vez deberá estar certificado, lo que implica que los principales subcontratistas deberán contar con un Sistema de Administración de Calidad acreditado de manera similar. Por lo tanto, se deberá realizar un Plan de Calidad relacionado con los equipos que van a suministrar.

El sistema de Administración de calidad cumplirá con los estándares de calidad en la fabricación, montaje, inspección de componentes, pruebas, etiquetado, embalado, transporte e instalación. También, incluye la aprobación de las pruebas de aceptación de fábrica (FAT) y la prueba de integración de los sistemas (SIT)

La normatividad indica que el ingeniero de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC) revisará el Plan de calidad del proyecto antes de la colocación de las especificaciones de manufactura a subcontratistas y el inicio de la manufactura. Así mismo, el ingeniero será el responsable durante las fases del proyecto y durante el

periodo de tiempo cubierto por la garantía del sistema, del análisis exhaustivo en cuanto a la causa de las fallas de los equipos proporcionados, determinar deficiencias en el diseño o las técnicas de fabricación que puedan contribuir con las fallas.

Para cada componente de los XT y equipos submarinos, se deberá realizar un reporte de los resultados de todos los análisis.

5.7.6 Determinación de requerimientos de desempeño

De acuerdo con el servicio del árbol submarino y tomando en cuenta las Normas API 6A, los requerimientos PR 2 de las válvulas SSV y USV, se requiere probar el XT y todas las válvulas para cumplir con el ciclo dinámico de abrir y cerrar al menos 160 ciclos.

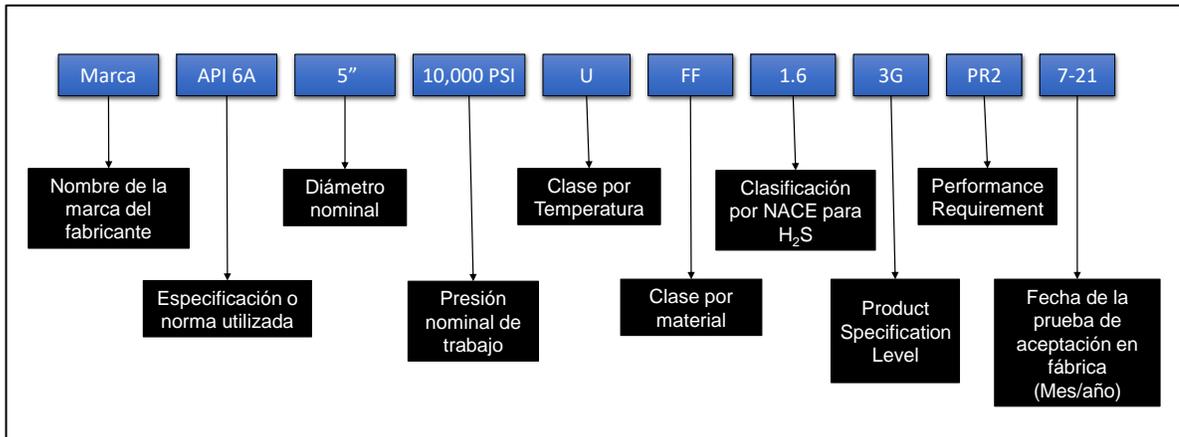
Con los procedimientos detallados de pruebas de verificación incluidas en la Norma API 6A, se probarán los componentes y sus partes que forman el XT de acuerdo con las operaciones para las que fueron diseñados

El propósito de las pruebas es verificar el rendimiento durante la operación de los componentes del árbol. en especial las válvulas de seguridad que operan en condiciones submarinas.

5.7.7 Marcado final del árbol submarino

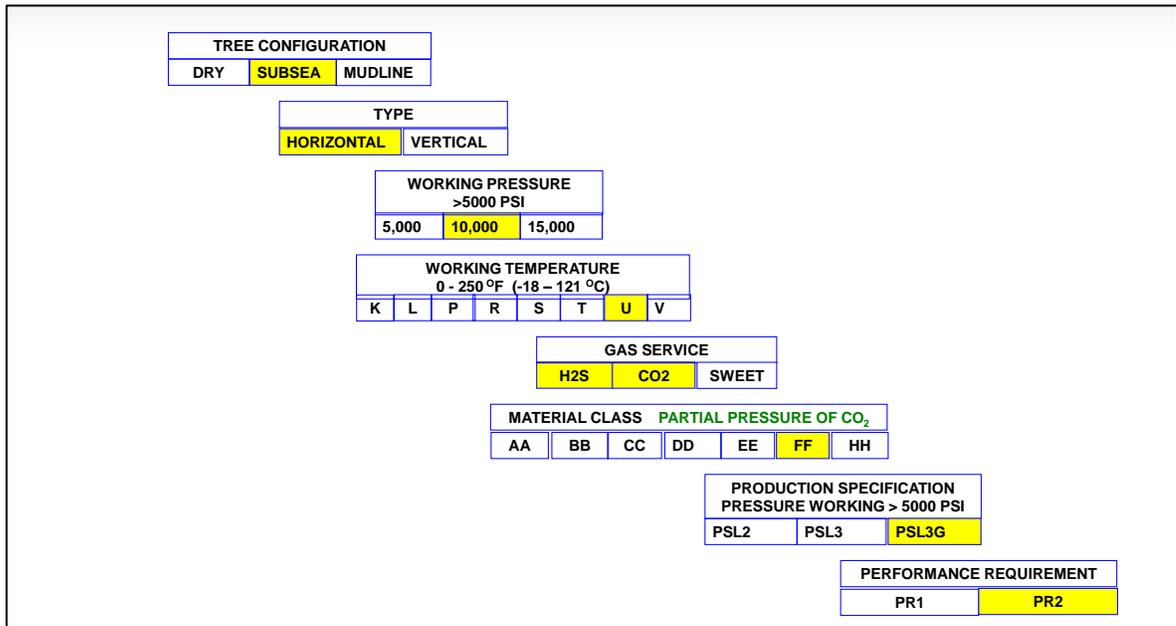
Una vez diseñados el árbol submarino se requiere colocar el marcado sobre el bloque sólido del árbol de acuerdo a la Norma API 6A, ver **figura 5.19**.

Figura 5.22 Marcado final del Árbol submarino



Del análisis presentado en los puntos anteriores, se determinó emplear un árbol submarino estándar de 5" x 2" cumple con los requerimientos de diseño, ver **figura 5.22**, por lo que el marcado es el siguiente:

Figura 5.23 Marcado del árbol estándar



6 Ejemplo de uso de árboles submarinos para desarrollo de campos en aguas profundas

Se presenta un proyecto de desarrollo de campos en UAP, llamado Perdido Project, ubicado en el Golfo de México en un tirante de agua de 2,450 metros y cuenta con diferentes diseños de XT. Estos árboles se fabricaron específicamente para este proyecto. Además, cuenta con equipo submarino de separación en primera etapa a boca de pozo, colocados en pozos con BEC para poder elevar la producción de gas y aceite de tres campos. Este proyecto cuenta con una instalación flotante de producción también diseñada para este proyecto. Los pozos actualmente continúan produciendo.

6.1 Visión conceptual de desarrollos de campos submarinos

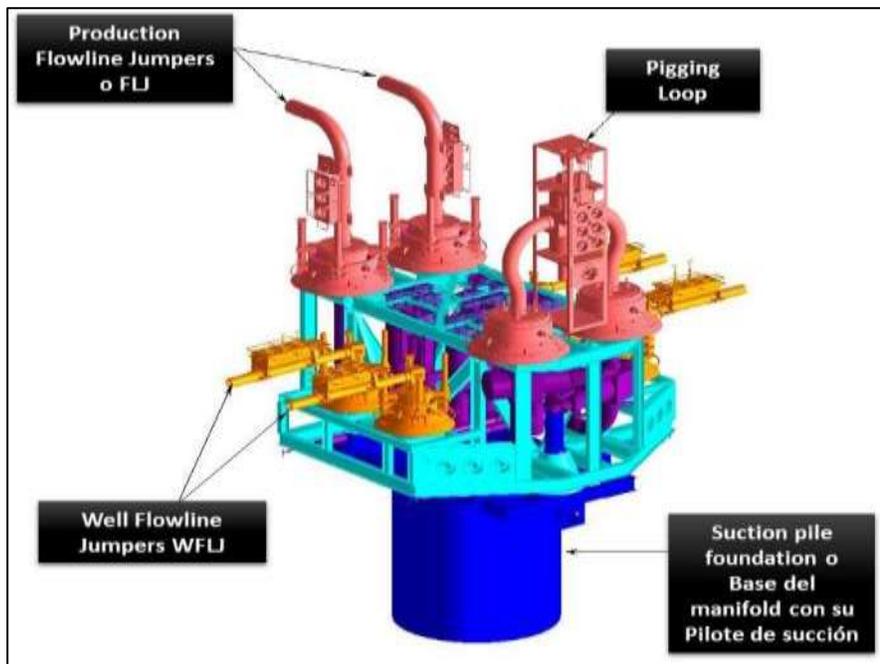
6.1.1 Diseño conceptual de proyectos en aguas profundas y ultra profundas

Los yacimientos que actualmente se encuentran en producción tienen características de diseño muy similares, incluyendo las metodologías para elaborar escenarios de desarrollo de arquitecturas submarinas que faciliten la explotación del campo. A diferencia de los desarrollos en tierra, los estudios que se realizan en yacimientos en AP y UAP incluyen los siguientes criterios en ellos estudios de factibilidad:

- Uso de tecnologías probadas
- Uso de nuevas tecnologías que permitan mejorar el retorno de la inversión sin elevar el riesgo o que permita la administración
- Análisis de viabilidad de la construcción del escenario submarino escogido, se analiza la instalación submarina, disponibilidad de embarcaciones, escenario para iniciar la producción o first production, entre otros
- Tiempo de entrega de los equipos submarinos
- Tiempo de entrega de los equipos flotantes de producción
- Condiciones climatológicas que puedan poner en riesgo la capacidad operativa de los equipos flotantes de producción
- Tipo de FPSO, que incluye el diseño de los riser de producción, la arquitectura submarina y sobre todo el método de desconexión del FPSO en caso de emergencia, lo que incrementa el riesgo de operación.

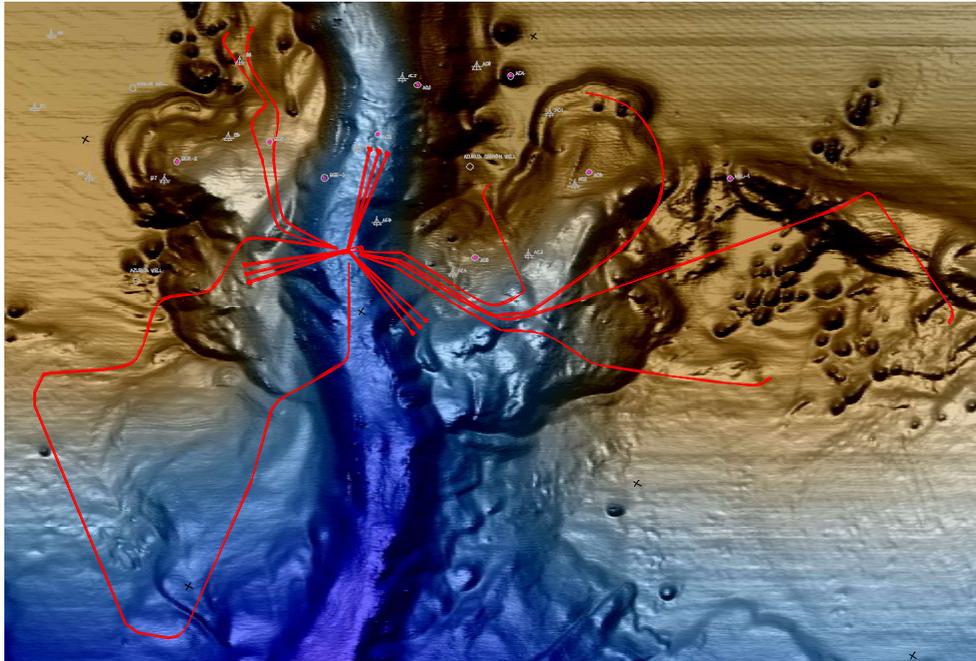
- Estudios para evaluar los riesgos durante la instalación submarina de los equipos s, ductos anclaje de las estructuras en el fondo marino
- Determinación de las características del fondo marino para el diseño final de las bases o foundation de las estructuras submarinas, ver **figura 6.1**
- Elaboración de estudios de batimetría para determinar la arquitectura final del desarrollo, ver **figura 6.2**
- Contratación a tiempo de las plataformas de perforación o MODU adecuadas para la perforación y terminación de los pozos
- Elaboración de estudios de aseguramiento de flujo que permite generar las condiciones adecuadas de flujo entre los pozos y las unidades flotantes de proceso
- Y demás

Figura 6.1 Parte inferior del manifold de producción



Nota. Permiso de Luis G. Ucha, Notas técnicas

Figura 6.2 Ejemplo de estudios de batimetría



Nota. Pemiso de Luis G. Ucha

6.1.2 Equipos flotantes de producción

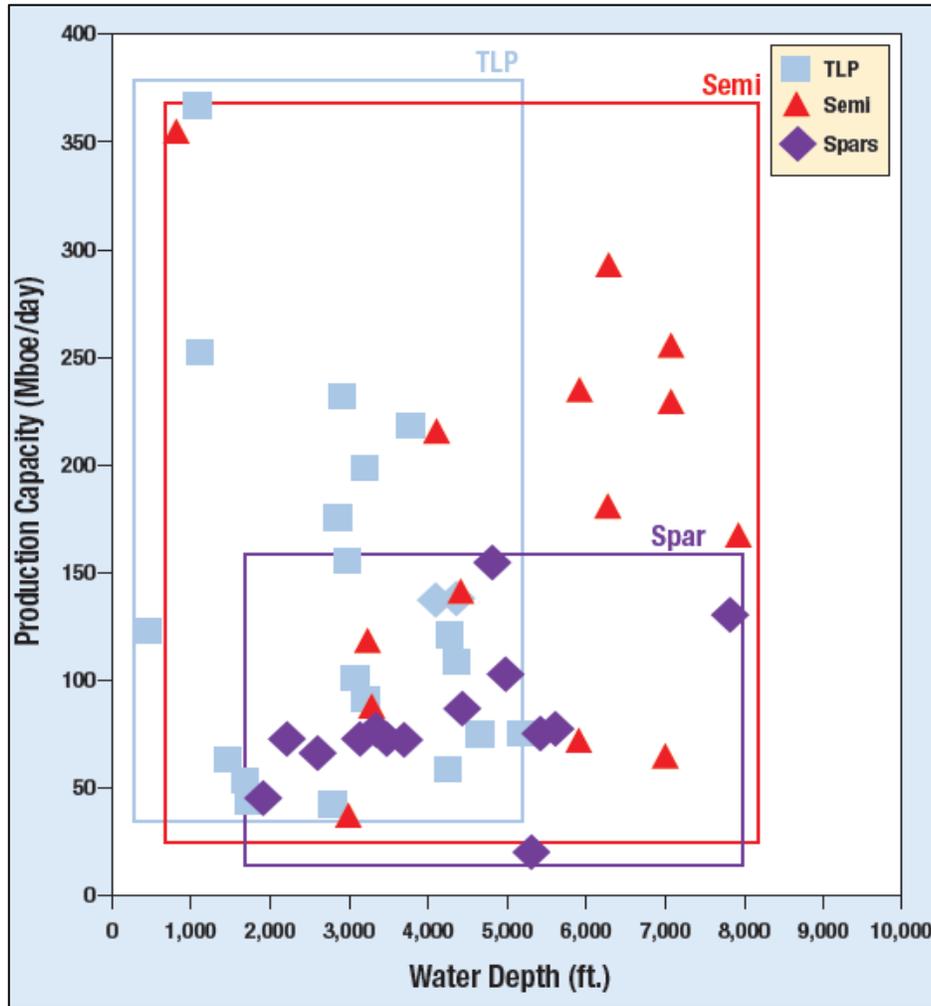
En aguas profundas y ultra profundas, se requieren de equipos flotantes de producción. Éstos requieren de risers de producción para enviar los hidrocarburos producidos desde el fondo marino. Los FPU o Floating Process/Production Units, son instalaciones flotantes de diferentes formas y tipos que realizan las funciones de separación, rectificación, bombeo de hidrocarburos líquidos y compresión de gas. Los FPU además de almacenar el hidrocarburo estabilizado, realiza funciones de trasiego a buques tanque.

A diciembre 2020, los FPU que se encuentra operando en el mundo son:

- 187 FPSO y 26 en construcción
- 29 plataformas de patas tensionadas o Tension Leg Platforms (TLP)
- 29 plataformas Semi Sumergibles de proceso/producción o semi FPU
- 21 Single Point Anchor Reservoir (SPAR)
- En total son 266 FPU en operación, 26 FPSO en construcción

El tirante de agua promedio de estos equipos se muestra en la **figura 6.3**, la cual relaciona el tirante de agua donde está operando con la capacidad de producción de la instalación flotante.

Figura 6.3 Tirante de agua vs capacidad de producción de TLP, SPAR y plataformas semi - sumergible de producción



[38]

Explicación de la gráfica

Se observa que, en el eje horizontal se muestra el tirante de agua en pies (ft) y en eje vertical, la capacidad de producción/proceso de a instalación flotante utilizada en el desarrollo del campo. La información que se muestra esta actualizada a agosto 2020, con datos de proyectos en ejecución.

En la parte inferior de la gráfica se muestra un rectángulo morado que permite definir los límites donde los SPAR han sido utilizados, es decir, en tirantes de 457 metros (1,500 ft) a 2,438 metros (8,000 ft) con una capacidad de producción de 20 a 150 M Boe/día o M bpce/d. En el rectángulo rojo se muestran los desarrollos submarinos que utilizaron plataformas semi - sumergibles de proceso/producción operando en tirantes de aguas similares al anterior, pero con una capacidad de producción hasta 350 M bpce/d. finalmente las TLP, las cuales han sido usadas hasta 1524 metros (5,000 ft) y similares capacidades de producción que las anteriores.

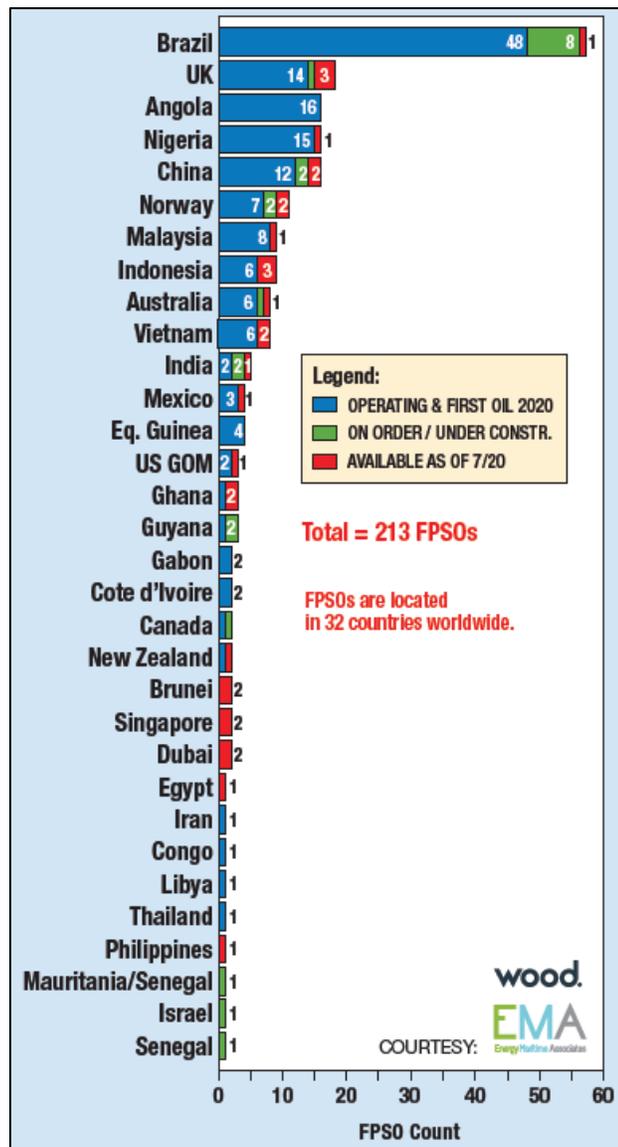
Se toma de esta gráfica los proyectos que utilizan SPAR para su desarrollo, considerando principalmente el proyecto Perdido, el cual inició su producción en 2010. Un proyecto que además de ejecutarse en condiciones muy severas: tirante de agua de más de 2,500 metros, fondo marino muy escarpado, presión y temperatura baja en los yacimientos, requirió un diseño de equipos submarinos. permite utilizar el diseño de árboles de producción que fueron diseñados para explotar los yacimientos en forma segura y confiable.

Con respecto a los FPSO, equipos que se utilizan en los desarrollos submarinos, en la **figura 6.4** se muestra un total de 213 embarcaciones y su localización a mayo 2019.

El proyecto Perdido utiliza un SPAR para su desarrollo, el cual inicio producción en 2010. El proyecto se efectuó en condiciones muy severas, en un tirante de agua de 2,500 metros de profundidad, con fondo marino muy escarpado, presión y temperatura baja. Se requirió de un diseño de árboles submarinos y demás equipos submarinos para explorar los yacimientos en forma segura y confiable.

Figura 6.4 Numero de FPSO por país a diciembre 2019.

[38]



6.2 Descripción del proyecto Perdido

6.2.1 Introducción

El proyecto perdido es considerado como uno de los proyectos donde se perforaron y terminaron pozos. Actualmente está en operación un equipo flotante de producción anclado al fondo marino.

Los árboles submarinos utilizados en el Proyecto Perdido fueron diseñados específicamente para las condiciones de operación de los yacimientos de este campo. Se explicará la funcionalidad de estos equipos submarinos con respecto a los requerimientos de fondo de pozo, en especial atención a los árboles submarinos empleados, interface con fondo de pozo y con FPU, en este caso el SPAR.

6.2.2 Localización

Los yacimientos que forman este proyecto son Great White, Silvertip y Tobago. Se encuentra en un área aislada, en aguas ultra profundas del Golfo de México (GoM), de lado de Estados Unidos. El proyecto cuenta con un equipo flotante de operación anclado al fondo marino, en un tirante de agua entre 2,450 metros y 2,800 metros en el Alaminos Canyon Block 857, [87], **figura 6.5**.

Cuenta con tres yacimientos ubicados a 320 kilómetros de Freeport, Texas en el GoM, muy cerca de la línea divisoria entre México y EE. UU.

Figura 6.5 Localización del Proyecto Perdido



6.2.3 Datos y cifras importantes

El proyecto tiene las siguientes características que lo colocan como uno de los más adelantados en el desarrollo de nueva tecnología técnica: [88], [87],

1. El proyecto es operado por Shell Oil Co., que posee el 35%, con Chevron un 37.5% y BP con el 27.5%.
2. El proyecto está explotando a primera producción comercial en Areniscas del Terciario Inferior del GoM con una reserva entre 3 a 5 mil millones de barriles de crudo equivalente.
3. La producción del proyecto inicio en marzo 2010, llegando a un máximo de 100,000 barriles por día.
4. El capo Tobago tiene dos pozos ubicados aproximadamente a 2,925 metros de tirante de agua y ostenta el récord de haberse efectuado la terminación submarina de pozo a mayor profundidad.
5. Debido a las condiciones extremas generadas por el tirante de agua, se diseñaron árboles submarinos para UAP, lo que convierte a este proyecto en el primer desarrollo en profundidades a 2,500 metros.
6. Los yacimientos de este proyecto son de baja presión y baja temperatura, por lo se implementaron pozos productores con inyección de gas BN con árboles submarinos para cumplir con inyección BN y soportar las condiciones extremas del ambiente en el fondo marino.
7. Con múltiples objetivos, este proyecto cuenta con un FPU diseñado para estas condiciones, el cual es un SPAR anclado al fondo marino con equipo de perforación y reparación de pozos.
8. Como innovación tecnológica, los árboles submarinos cuentan con un sistema de acceso vertical directo o DVA, que permite el acceso al fondo del pozo para efectuar reparaciones a los pozos con el equipo de perforación abordo.
9. Para elevar la producción desde el fondo marino al FPU, se diseñó, manufacturó e instaló un sistema de separación de dos fases que incluye el uso de un sistema de bombeo electro – centrífugo. Se separa en fase líquida y gaseosa, añade presión a la producción de 5 pozos cisterna o Caisson Wells para elevar los fluidos producidos a la superficie o Subsea Boosting System (SBS). Este sistema consta de un separador cilíndrico vertical de gas – líquido o Vertical Gas – Liquid Cylindrical Cyclonic (GLCC) colocado en la cabeza de pozos y que cuenta con aparejo de producción con sistema BEC.

10. El sistema flotante está diseñado para operar con 5 Dry Tree en su cubierta de producción y soporta el peso de 5 TTR que lleva la producción a la superficie.
11. El SPAR cuenta con un sistema de anclaje diseñado para permitir el movimiento circular del FPU en un radio de aproximadamente 50 kilómetros, lo cual permite, con el equipo de perforación y el sistema DVA de la plataforma, dar mantenimiento a 22 pozos que cuentan con un árbol submarino también con un DVA submarino.
12. El total de pozos que se perforaron son 35 pozos, 22 de ellos están debajo del SPAR que cuentan con XT con DVA. Los 13 restantes son pozos satélites que están conectados al sistema submarino de recolección y transporte mediante Tieback
13. Para mantenimiento de la presión del yacimiento, se perforaron pozos inyectores de agua.
14. En el SPAR se recibe la producción de los tres campos: Great White, Tobago y Silvertip. Estos campos cuentan con una instalación de producción, separación, bombeo y compresión, llamada One Single Lift Production Facility, la cual fue diseñada y colocada sobre el SPAR en un solo movimiento con un barco grúa. Una vez instalada en su posición sobre el SPAR adoptada el nombre Topping Production Facility.
15. El SPAR está diseñado para soportar el peso de las nueve anclas, de los risers de producción o TTR que incluye equipos de tensionamiento de los risers.
16. En la cubierta de producción del SPAR se encuentran con un templete con 6 slots en donde se encuentran los 5 Dry Tree que están conectados a cabezales de pozo convencionales, los cuales permiten la conexión al TTR.
17. Los Dry Tree cuentan con un sistema de la producción que se describirá más adelante, la cual es enviada al sistema de cabezales de recibo superficiales de producción que transportan la producción a segunda etapa de separación.
18. La instalación de producción del SPAR cuenta con tres cubiertas, donde se encuentran los sistemas de producción, proceso, bombeo compresión,

sistema de inyección de bombeo neumático, de agua, de perforación y campamento habitacional.

19. La instalación de producción tiene una capacidad de procesamiento de 100,000 barriles de aceite por día y 200 millones de pies de gas por día. Puede manejar hasta 40,000 barriles de agua producida por día y cuenta con instalaciones para tratamiento y bombeo de 80,000 barriles por día de inyección de agua al acuífero para mantener la presión.
20. El Topside Production Facility y el SPAR, cuentan con sistemas de paro por emergencia, cuarto de control del sistema submarino entre otros muchos sistemas.
21. El SPAR cuenta con ductos para transporte y recolección más profundos, el más largo sistema de 9 anclas denominado Sistema de Amarre con Patas Tensadas o Taut Leg Mooring System (ver definiciones) instalado a la fecha y diseñado para soportar la más poderosa tormenta.
22. Las dimensiones del SPAR pertenecen a los FPU más grandes que se hayan construido. Es un cilindro de 160 metros de longitud por 36 metros de diámetro y un peso de aproximado de 18, 200 toneladas.
23. El Proyecto Perdido ostenta la instalación submarina de umbilicales estático y dinámicos en AP y UAP.
24. El campamento habitacional puede ser ampliado de 170 a 200 personas.

6.2.4 Desarrollo conceptual del proyecto

En el desarrollo de campos submarinos en aguas someras, intermedias profundas y ultra profundas, se deben considerar lo siguiente:

1. Uso de Dry Tree o árboles submarinos o una combinación de ambos
2. Manejo de la producción en altamar con FPU y trasiego a buques tanque o verificar el escenario de envío de la producción vía ductos de exportación o conectados a ductos de otros proyectos ya operando o, a instalaciones de producción en tierra o plataformas fijas.
3. Equipo adicional para contar con potencia hidráulica en función del tirante de agua, equipos de inyección de químicos para el aseguramiento de flujo en el fondo de pozo, sistema submarino y riser de producción.

4. Análisis de viabilidad de instalación y operación de equipo de procesamiento submarino.
5. Análisis para determinar el mejor método artificial de producción en los pozos.
6. Desarrollo de modelos numéricos para hacer más eficiente las configuraciones de instalaciones submarinas más confiable al menor costo de inversión
7. Modelos para diseñar el mejor clúster manifolds y dimensionar el manifold para agrupar los pozos en función de la trayectoria de los pozos, mejor escenario de desarrollo en función de la arquitectura submarina para plantear escenarios de producción temprana y posteriormente la conexión de pozos satélites al sistema submarino.
8. Tirante de agua
9. Tipos FPU
10. Complejidad del fondo marino determinado por la batimetría y estudios de viabilidad para perforar y terminar los pozos.
11. Características del yacimiento, propiedades de las rocas, fluidos, capacidad productiva del yacimiento, control de arena y trayectoria de pozo

Para el Proyecto Perdido se tomaron en cuenta las consideraciones anteriores. Asimismo, el tirante de agua, baja presión, temperatura y gran incertidumbre de la capacidad productiva de los yacimientos, fue necesario desarrollar nueva tecnología para disminuir el riesgo como: el SBS y BEC como métodos artificiales de producción para agregar energía a sistema submarino, así como inyectar gas de BN a los pozos productores, implementación de inyección de agua.

El sistema BEC requiere de mantenimiento de pozos en forma continua de ahí que se decidió mantener el equipo de perforación – reparación de pozos en el SPAR. También se desarrolló un preventor en superficie que permite la ejecución de los cambios de BEC en forma segura mediante el DVA.

6.2.5 Pozos

Perdido produce hidrocarburos de tres yacimientos. La plataforma se encuentra flotando sobre el yacimiento Great White, el cual es el más grande de los tres y

cuenta con 22 pozos perforados. Los 13 pozos restantes se encuentran en los capos más distantes, Silvertip y Tobago.

El campo Tobago es el más profundo con 2,900 metros de tirante de agua. Algunos pozos se encuentran a 15 kilómetros del SPAR. Los pozos tienen 5,000 metros de profundidad y todos están conectados a dos manifolds colocados debajo del SPAR. [87]

En conjunto los tres campos contienen 650 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce), de los cuales se calcula que 300 mil bpce son recuperables. La producción máxima varía entre 120,000 a 125,000 barriles/día.

Los 3 yacimientos contienen varias zonas productoras, pero con gran incertidumbre debido básicamente al tirante de agua y las condiciones naturales de los yacimientos. Gran parte del aceite y gas de Perdido, proviene del sistema geológico del Paleógeno, que incluye al Oligoceno medio, eoceno inferior y el Paleoceno inferior. Los tres yacimientos del Terciario Inferior son formaciones productoras del Golfo de México que ninguna otra compañía operadora había aprovechado antes.

Cada yacimiento tiene propiedades de fluidos diferentes. El aceite varía de moderadamente pesado a ligero, de 17° - 40°API, relación gas aceite (RGA) varía entre 500 a 2,000 scf/barril. Lo que genera grandes cantidades de gas en boca de pozo principalmente por la baja presión del yacimiento. Aunado a esto, los yacimientos presentan baja temperatura por lo que se implementó dos sistemas artificiales para incrementar la presión a y elevar la producción al FPU.

6.2.5.1 *Yacimiento Great White*

Great White es el más grande de los tres yacimientos y contiene una serie de anticlinales altamente fallado, conocido como el Cinturón Plegado Perdido, que tiene su propia cuenca sedimentaria y por lo tanto una geología diferente a la mayoría del Golfo de México. Adicional a esto, la batimetría tomada, muestra un cañón profundo submarino que atraviesa el yacimiento de aproximadamente 457 metros de profundidad. Los otros dos yacimientos se encuentran lejos del área de producción de petróleo, lo que hace más alto el costo de desarrollo del proyecto.

El yacimiento Great White fue evaluado con nueve pozos exploratorios y delimitadores. Después de realizar cálculos de reservas, modelo estático y dinámico, se perforaron y terminaron 22 pozos. Este yacimiento tiene 3 formaciones productoras: [87]

- Arenas del oligoceno medio con una porosidad de 36 %, aceite de 17° API y baja presión
- Arenas del Eoceno inferior con la mayor cantidad de reserva de aceite ligero volátil de 40° API, presión de 6,825 psi, 58°C (135°F), alta RGA. Se programó inyección de agua con la perforación de 8 pozos.
- Arenas de paleoceno inferior, que tiene una baja permeabilidad, 40°API, presión inicial de yacimiento de 8,907 psi y 87°C (188° F)

6.2.5.2 *Yacimiento Tobago*

En este yacimiento se perforó un pozo exploratorio y uno delimitador, encontrando impregnada de hidrocarburos la misma formación más importante del Great White, con aceite de 40° API, 8,450 psi y 77 °C a condiciones originales. Se perforaron dos pozos productores para recuperar la reserva. [87]

6.2.5.3 *Yacimiento Silvertip*

Con la perforación de un pozo exploratorio se encontró una posible extensión de la estructura del oligoceno medio del yacimiento Great White, porque se perforaron dos pozos horizontales.

6.2.5.4 *Perforación de los pozos*

Los primeros pozos de desarrollo del Proyecto perdido se perforaron con una plataforma SS Noble Clyde Boundreaux, **figura 6.6**, la cual permitió que el desarrollo del campo comenzara mientras se construía el PAR. En diciembre de 2008, el Noble Clyde Boundreaux estableció un récord mundial al terminar un pozo productor en un tirante de agua de 2,852 metros.

Figura 6.6 SS Noble Clyde Boudreaux



[89]

Este mismo MODU también pre – perforó 22 pozos hasta la tubería intermedia y solo 2 de estos pozos se profundizaron hasta el Eoceno medio para introducir la tubería de explotación. Los 20 pozos restantes se profundizaron más tarde con el equipo de perforación del SPAR para alcanzar el objetivo dentro del yacimiento para posteriormente terminarlos con árboles submarinos que permiten el acceso a fondo de pozo con el sistema DVA.

El MODU se retiró en noviembre de 2009 después de completar 2.2 millones de horas hombre sin un incidente de tiempo perdido. La perforación y terminación de 13 pozos de desarrollo continuó desde la plataforma de aguas ultra profundas, Noble Danny Adkins como se muestra en la **figura 6.7**, para un total de 35 pozos.

Figura 6.7 SS Noble Danny Adkins



[90]

6.2.5.5 Terminación de pozos

Las condiciones generadas por los tirantes de agua, presentan un reto técnico para diseñar, instalar y operar pozos e instalaciones submarinas. Aunado a esto, se tiene problemas para hacer producir los pozos productores debido a la baja presión del yacimiento, por lo que fue necesario incluir en la terminación en los pozos un sistema de BN para hacerlos fluir desde el fondo del pozo al fondo marino.

Las pruebas efectuadas en los pozos exploratorios, permitió determinar que, para los pozos de desarrollo, se requiere colocar un sistema de control de arena. Se determinó utilizar empacamiento con grava en agujero descubierto o convencional open – hole gravel pack treatments.

Las condiciones de baja presión en los yacimientos generados por el bajo gradiente de sobrecarga existente en los tres yacimientos, por ser yacimientos relativamente someros, es decir, por una corta distancia entre el fondo marino y los intervalos productores. La ventana operativa entre la presión de poro del gradiente de fractura era sumamente pequeña, lo que obligó a llevar un control estricto de la densidad del

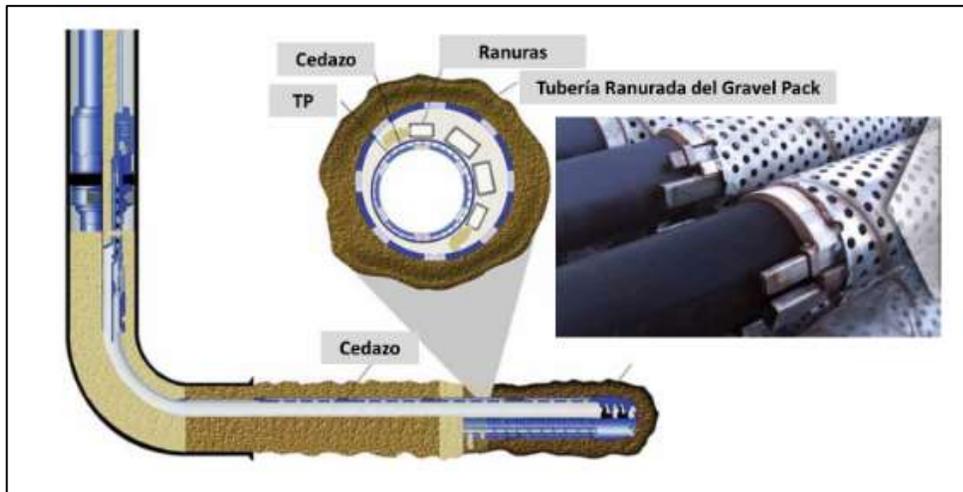
lodo durante la perforación, también fue un factor de riesgo al colocar el gravel pack, al desplazar al fondo del pozo.

El desafío de bombear la grava a una presión lo suficientemente baja para evitar que la formación se fracturara, dañando la formación productora, sin reducir la efectividad de la grava. La eficiencia del empacamiento y correcta distribución de la grava, afecta directamente a la vida productiva de los pozos en agujero descubierto. Cualquier vacío expondrá a la erosión los cedazos y posible falla del pozo.

Para transportar el empacamiento con grava el fondo del pozo, se diseñó un fluido con una gran capacidad de transporte, tenía las características químicas para remover el enjarre del lodo sin fracturar la formación productora.

El control de la corrosión de los cedazos fue otro factor importante de controlar debido a los pozos terminados un año antes de iniciar la producción. En la **figura 6.8**, se muestra un diagrama de las terminaciones en agujero descubierto con gravel pack.

Figura 6.8 Terminación en agujero descubierto con gravel pack en pozos horizontales de Perdido.



[91]

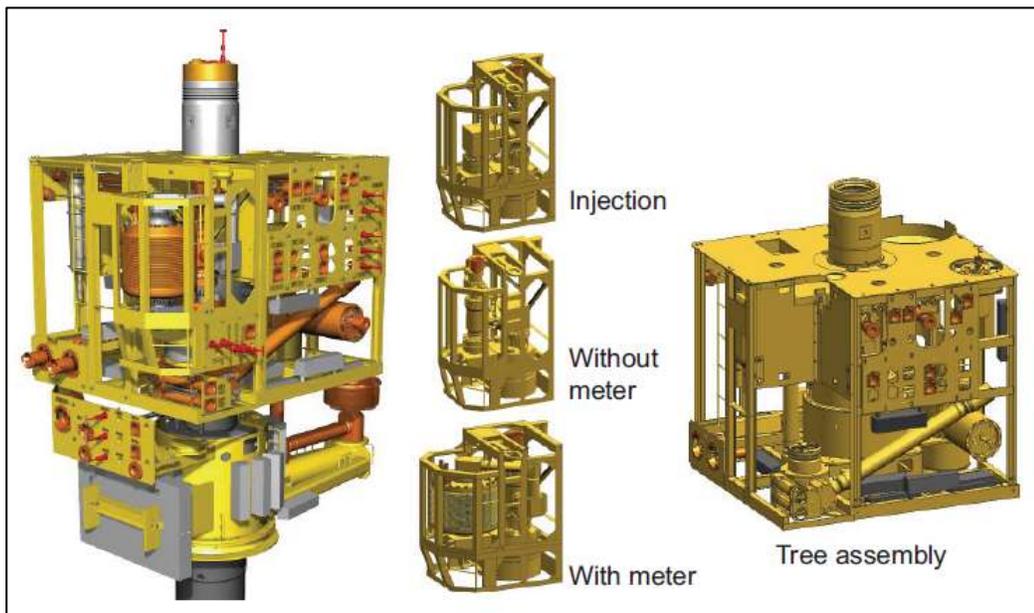
Los pozos alcanzaron una profundidad máxima de 5,000 metros, con una longitud horizontal de agujero descubierto de 700 metros. En algunos pozos se realizó una terminación con gravel pack en todo el agujero descubierto, lo que permitió mantener, según los diseñadores, la productividad del pozo el mayor tiempo posible.

6.2.6 Arboles submarinos

En el Proyecto Perdido se utilizaron Vertical Christmas Tree (VXT) pero la compañía operadora le llama Enhanced Vertical Deepwater Tree (EVDT). El VXT estándar que la compañía había manufacturado para otros proyectos, fue rediseñado en varias de sus características: sellos metálicos, actuadores, válvulas, aleaciones metálicas del cuerpo y conectores que requirieron nuevas especificaciones y materiales para permitir el acceso vertical para intervenciones a los pozos desde la plataforma flotante.

El nuevo árbol submarino vertical se diseñó para una presión de trabajo de 10,000 psi para operar en un tirante de agua de 3,000 metros. Se diseñó e instaló un Módulo de Flujo Recuperable o Retrievable Flow Module (RFM) como se muestra en la **figura 6.9**. el cual contiene un medidor de flujo multifásico y un estrangulador de producción y en algunos pozos también permite la inyección de gas para BN.

Figura 6.9 Enhanced Vertical Deepwater Tree EVDT y Retrievable Flow Module RFM



[92]

Nota. Se puede observar el Enhanced Vertical Deepwater Tree a la izquierda y a la derecha el Retrievable Flow Module

Por el diseño original del VXT, el EVDT permitió ser configurado para los requerimientos de Perdido y aprovechar sus componentes compactos de bajos peso lo hizo fácil su instalación y también su recuperación.

El EVDT también está diseñado para la inyección de químicos tanto en el mismo árbol, en el fondo del pozo y en algunos casos en los WFLJ para asegurar el flujo en todo el sistema de producción. En algunos pozos, por el tipo de aceite y las condiciones de flujo y producción de agua, el árbol submarino fue diseñado para permitir la inyección de inhibidores de deposiciones orgánicas, inorgánicas y parafinas

Por la baja temperatura, presencia de agua y altas presiones en el fondo marino, se requiere de evitar la formación de hidratos, por lo que también se inyecta metanol tanto en el fondo de pozo como en el XT.

En la figura 6.9, se presenta el EVDT que se utilizó para el Proyecto Perdido. El árbol vertical diseñado para esta aplicación es el mismo para los pozos productores y para los pozos inyectores. Para los pozos productores, se diseñó y colocó un RFM.

El árbol EVDT de Perdido fue mejorado con respecto al VXT estándar, a continuación, se enlistan algunos rediseños:

- Rediseño del Tree Cap para se instale o recupere con el ROV, requiere retirar el TC cuando: se instala el XT, entrar a fondo de pozo, conectar el riser de terminación, fluir el pozo hacia la plataforma y para permitir intervenciones ligeras. Esta mejora evita operaciones muy complicadas y evita el uso de tubería de perforación.
- Facilidad en las operaciones con ROV, simplificando las conexiones al XT lo que incrementa su eficiencia y aprovechamiento.
- Disminución peso y altura en un 30%, lo que incrementa la flexibilidad de instalación y recuperación submarina durante la terminación y reparación de los pozos. La disminución del peso facilita el manejo desde la planta de manufactura hasta el fondo de pozo lo que incrementa la seguridad.
- Mejora de la forja del boque sólido del cuerpo del XT con un rediseño específico del proceso de control de calidad para la elaboración de las aleaciones requeridas, procesos de colado y enfriamiento.

- Operación en tirantes de agua hasta 3,000 metros
- Se diseñó de un marco estructural simplificado que permite la instalación submarina utilizando embarcaciones pequeñas con un sistema con cable y compensador de movimiento.
- Se incluyó el diseño de un conector tipo abrazadera o clamp connector para instalar y recuperar el RFM y el inserto del PCV.
- Se rediseño el TH para colocar 9 funciones hidráulicas y dos eléctricas en el fondo del pozo
- Se estandarizaron los actuadores hidráulicos de las válvulas del XT para permitir que el ROV mediante herramientas especiales puedan ser operado desde el fondo marino en el caso de presentarse una falla de actuador.

El EVDT también fue mejorado para facilitar las operaciones de los pozos, algunas de las características de mejora son:

- Rediseño y estandarización del EVDT, THS y TH a Slimbore, permitió introducir el aparejo de producción con los preventores superficiales utilizando los mismos procedimientos y herramientas para un SSBOP. Es decir, con el diseño Slimbore, se pueden terminar los pozos con las mismas herramientas y procedimientos para ambos preventores.
- El diseño modular compacto del árbol submarino permite que la instalación submarina se pueda reutilizar cualquier tipo de embarcación, ya sea a través del moonpool del MODU o con una grúa del equipo. De la misma forma, el sistema modular compacto permite que cualquier TH pueda ser instalado en el THS cabezal submarino que puede utilizar cualquier sistema de conexión del FLJ
- El TH mono – bore concéntrico o concentric mono – bore Tubing Hanger, fue mejorado con un sistema de alimentación pasiva que garantiza la orientación adecuada en cada terminación del pozo. Además, debido al diseño del TH concéntrico y al tamaño del TH, fue posible colocar un mayor número de penetraciones para conectar equipos de fondo de pozo de las terminaciones

6.2.7 Preventor superficial para perforación y terminación de pozos desde el SPAR (Surface BOP for Drilling and Completion of Subsea Wells)

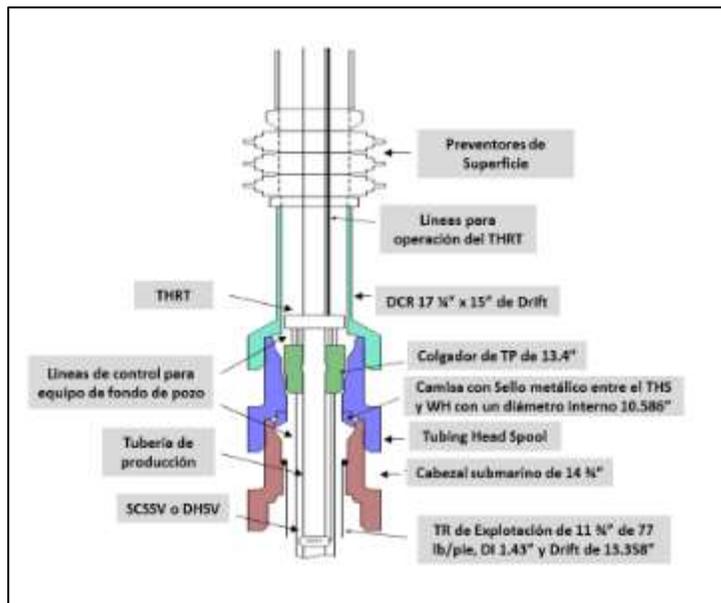
El concepto de DVA del árbol submarino y Dry Tree en superficie (ver4.8.1) se adoptó para el Desarrollo Perdido con el fin de minimizar el tamaño del SPAR y permitir reparaciones a los pozos mediante el equipo de perforación desde el SPAR. Del total de 35 pozos del proyecto, 22 están equipados con un sistema DVA, por consiguiente, permite la perforación y efectuar la terminación de los pozos desde el equipo de perforación instalado en el SPAR. [88], [87]

A diferencia de las plataformas fijas de cuentan con un equipo modular de perforación, donde el equipo se muevo sobre los conductores para perforar los pozos, el equipo de perforación a bordo del SPAR permanece en un solo conductor, mientras que el SPAR se mueve mediante la activación del sistema de anclas alrededor de los pozos submarinos para colocarse sobre el pozo, tener acceso vertical y efectuar los trabajos de terminación o reparación de pozos, generado con esto ahorro significativo en comparación con el uso de un MODU para efectuar las mismas operaciones.

Para Perdido, se desarrolló un nuevo sistema de cabezales submarinos, un Preventor superficial y un riser de perforación /terminación de pozos. El preventor de superficie o Surface BOP es de 16 ¾" y 5,000 psi de presión de trabajo. [88] El Surface BOP se conecta al riser de alta presión de perforación/terminación que cuelga del SPAR o Drilling/Completion Top Tensioned Riser (DCR)

El DCR fue específicamente diseñado para este proyecto. Tiene in diámetro exterior de 17 ¼" y un drift de 15" y está clasificado para una presión interna de 5,000 psi en la superficie. En el fondo del mar, el DCR se conecta mediante un Tieback al THS, después re recuperar el EVDT tal como se muestra en la **figura 6.10**.

Figura 6.10 Esquema de instalación del TH con e preventor de superficie en pozos de desarrollo



[88]

Con este preventor superficial y el sistema submarino DVA, se realizaron todas las operaciones de perforación y terminación de los pozos como son: perforación de las etapas restantes de los pozos de desarrollo, introducción y cementación de las tuberías de revestimiento, limpieza y acondicionamiento del agujero, toma de registros, disparos del intervalo productor, colocación del gravel pack, instalación de empacadores etc.

6.2.8 Sistema submarino

Para explotar los tres yacimientos del Proyecto Perdido se perforaron y terminaron 35 pozos, 27 de ellos son productores y 8 son inyectores de agua. Los pozos que se pre – perforaron con dos plataformas semi-sumergible de perforación en dos drill centers que después se convierten en clúster de producción de 22 pozos, (ver puntos 4.8.2 y 5.2.2)

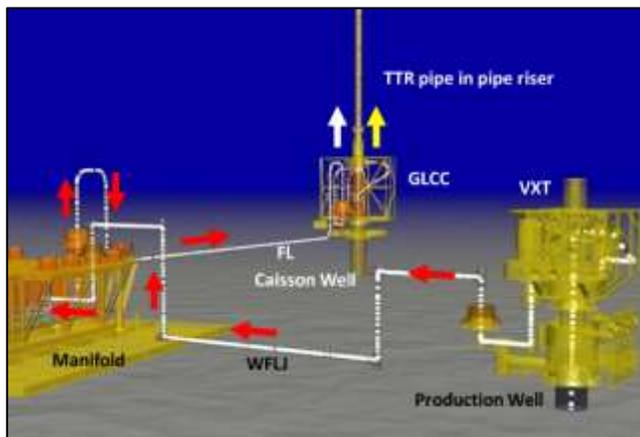
La compañía de perforación, se consideró la perforación de los pozos hasta la etapa de la tubería de explotación, para continuar con la terminación de los pozos con el equipo de perforación y reparación de pozos, que se encuentra sobre la cubierta del SPAR.

Todos los pozos cuentan con árboles submarinos VXT que son operados por umbilicales y consisten en 22 pozos localizados debajo del SPAR con árboles submarinos con acceso vertical directo (DVA) y 13 pozos satélites conectado via Tieback al sistema submarino.

Los 22 de pozos submarinos con DVA, se intervienen a través del equipo de perforación, terminación y reparación, con un BOP en superficie que se encuentra sobre el SPAR (Surface BOP for Drilling and Completion of Subsea Well side).

La producción de todos los pozos se concentra en dos manifolds que están conectados a 5 pozos tipo cisterna o Caisson Wells, que cuentan con sistemas GLCC, que permite la separación en dos fases. El gas fluye naturalmente a la superficie mediante el TTR. Los líquidos son bombeados utilizando el sistema artificial ESP de los Caisson Wells para ser enviados a los 5 Dry Tree en superficie, los cuales contribuyen a la producción total en los cabezales de recibo que se encuentran sobre el SPAR, posteriormente son enviados a proceso de separación, rectificación y bombeo. Este sistema se presenta en la **figura 6.11**.

Figura 6.11 Diagrama del sistema submarino que muestra el patrón de flujo de la producción del Proyecto Perdido



De la figura, las flechas rojas muestran el flujo proveniente del pozo (Production Well) hacia el Manifold, equipo submarino que conjunta la producción de varios pozos. La producción es enviada al SBS a través del FL. El GLCC del SBS separa la producción en dos fases: la fase gaseosa sube por el TTR al Dry Tree (flecha amarilla). La fase líquida separada proveniente del GLCC, baja al Caisson Well

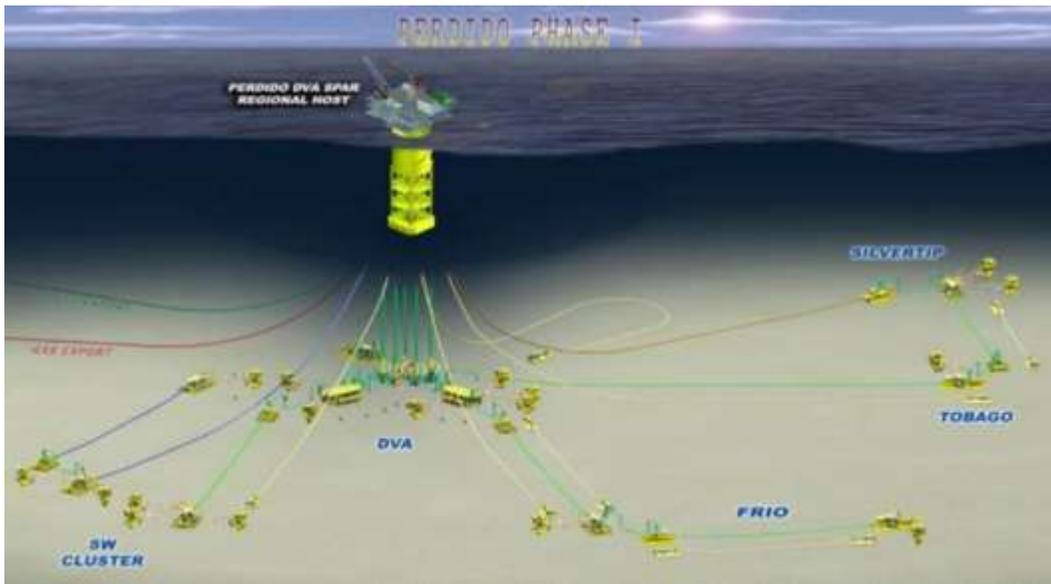
donde el sistema ESP bombea (flecha blanca) a través del riser interno del TTR al Dry Tree colocado en el piso de producción del SPAR.

El sistema submarino cuenta con su propio riser de inyección, sus pozos inyectoros, sus Flowlines de transporte de agua y sus estructuras submarinas, así como su sistema de control.

6.2.8.1 *Diseño del sistema submarino*

El Proyecto Perdido consta de tres campos diferentes, Great White, Tobago y Silvertip. El desarrollo tiene cuatro grandes clústeres submarinos, como se muestra en la **figura 6.12**.

Figura 6.12 Configuración del sistema submarino de recolección y transporte del Proyecto Perdido



[88]

La producción de los clústeres se concentra en dos manifolds para ser enviada a la superficie mediante 5 risers TTR de producción. El concepto del diseño que combina el uso del DVA, el tamaño del SPAR, el sistema de anclaje y sobre todo el uso de los TTR para conducir la producción a superficie, permite tener acceso a la mayoría de los pozos submarinos y disminuye el tamaño del SPAR, ya que se minimizaron los risers de producción que cuelgan del SPAR.

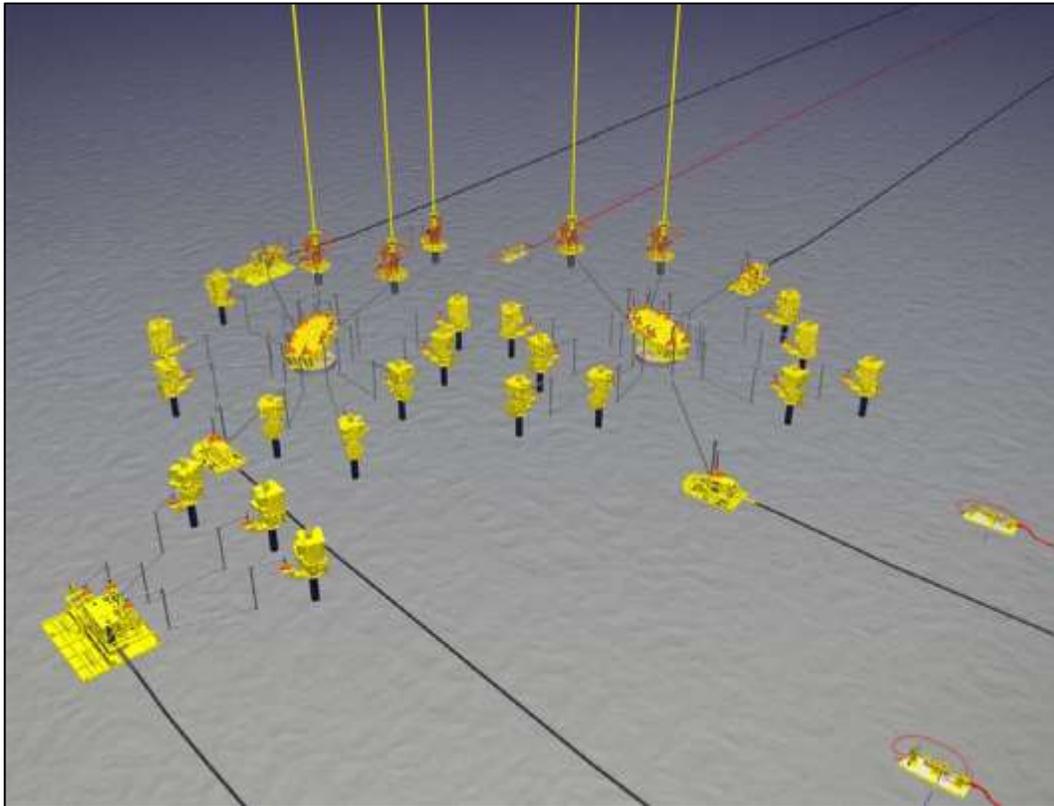
6.2.8.2 Clúster DVA

El clúster DVA se configura para el desarrollo del yacimiento Great White, como se muestra en la **figura 6.13**. Este clúster esta debajo del SPAR y su arquitectura permite colocar hasta 22 pozos submarinos, los cuales pueden ser intervenidos por el SPAR a través del riser de perforación/terminación de alta presión, con un BOP de superficie.

Para tener acceso al fondo de pozos a los pozos con DVA y al Caisson Well con sistemas SBS, se consideró colocar el equipo submarino dentro de un radio de 50 metros, El sistema de anclas permite mover la plataforma para intervenir los pozos.

Toda la producción del Clúster DVA se recibe y se mezcla en dos manifolds submarinos diseñados con dos cabezales de recibo o doble cabezal. Cada manifold cuenta con 10 hubs, que permiten la conexión del Tieback de otros clústeres de los pozos satélite. La configuración del sistema submarino se puede observar en la **figura 6.11**.

Figura 6.13 Configuración del sistema submarinos del clúster DVA



[88]

6.2.8.3 Clúster Suroeste o Southwest Cluster

El clúster Suroeste se encuentra a 4,828 metros (tres3 millas) aproximadamente, al suroeste del clúster DVA. El conjunto del suroeste, consta de tres pozos de producción y dos pozos de inyección de agua. La producción fluye y se mezcla en un SLED de cuatro hubs. Mediante un solo ducto o Flowlines de 10 pulgadas con aislamiento térmico, transporta hacia el Manifold Norte del clúster DVA. El SLED permite la instalación de un cuarto pozo productor en un futuro.

Los dos pozos inyectoros de este clúster reciben agua tratada través de un riser de 25 cm (10 in) de diámetro que proviene de del SPAR y se conecta aun SLED de inyección con 3 hubs. El riser es conectado a un SLED de inyección con tres hubs el cual distribuye el agua hacia los dos pozos y hacia un manifold con tres pozos, en el clúster Norte.

6.2.8.4 *Clúster oligoceno (Frio)*

El clúster Oligoceno (Frio) contiene dos pozos productores para probar un yacimiento poco profundo, a 609 metros (2,000 pies) por debajo del fondo marino, cerca del yacimiento Great White.

Los dos pozos se encuentran a 3,218 metros (dos millas) al sur del Clúster DVA y conectados con una sola línea de flujo de 20 cm (ocho pulgadas) con aislamiento térmico. La producción se mezcla y fluye hacia el sur en el Clúster DVA

6.2.8.5 *Clúster regional*

El clúster regional cuenta con dos Tieback submarinos para transporte de la producción de los campos Tobago y Silvertip. El primero está metros (siete millas) al este del Clúster DVA. Silvertip está a (dos millas) al norte de Tobago. Los dos campos están conectados al manifold sur del clúster DVA mediante un Tieback de 10" con aislamiento térmico.

Con el fin de mitigar la posibilidad de formación de hidratos durante el cierre de pozos no programado, se instaló una línea de servicio de aceite de 6" desde el SPAR hasta Silvertip para establecer un loop de flujo para la circulación de aceite a alta temperatura cuando sea necesario.

6.2.8.6 *Estrategia para asegurar el flujo*

Debido a los desafíos inherentes de las condiciones de flujo en UAP de Perdido, baja presión de los yacimientos, índices de rentabilidad marginales del proyecto, el aseguramiento de flujo fue reconocido desde el diseño original como un factor crítico para el éxito del proyecto. Este razonamiento inicial obligó a realizar estudios exhaustivos desde la etapa de delimitación de los yacimientos. Se tomaron muestras de los fluidos de fondo y se realizaron estudios termo – hidráulico para determinar los requerimientos de aseguramiento de flujo, selección general del concepto y ejecución del proyecto, determinando entre otros, el requerimiento de un sistema artificial capaz de elevar la producción, vencer la columna hidrostática generada por el mismo aceite desde el fondo del mar hasta el SPAR, seleccionando como mejor opción ESP.

Asimismo, debido a las condiciones en el fondo marino donde la temperatura es muy baja, es necesario mantener la temperatura alta en todo el sistema, es decir, fuera de las envolventes de hidratos y parafinas durante la producción normal de los pozos, lo que el sistema DVA y TTR permita. Debido al gran volumen de producción, se podía mantener las operaciones de cierre de pozos sin que se formaran hidratos de gas.

La presencia de deposiciones orgánicas como las parafinas, se determinó inyectar inhibidores en algunos pozos del Clúster SW y Regional. Adicionalmente, se determinó utilizar inhibidor de hidratos abaja dosificación o Low Dosage Hydrate Inhibition (LDHI) en todos los pozos y en los WFLJ para permitir el arranque de los pozos sin la formación de hidratos y evitar éstos durante paros programados de cierre de pozos.

Adicional a la inyección de inhibidores de hidratos y parafinas, se decidió inyectar metanol en cada árbol submarino para ayudar a desplazar los fluidos producidos del árbol submarino y de los WFLJ en volúmenes que permitan llenar todos los espacios internos del XT y del WFLJ, también ingresar fluidos a la formación, llenando el aparejo de producción hasta la profundidad donde es posible la formación de hidratos de gas y de parafinas.

Igualmente. Debido a la presencia de agua congénita fue necesario diseñar puntos de inyección en fondo de pozo para inyectar inhibidores de incrustaciones inorgánicas tanto en el aparejo de producción como en las bombas del ESP y así evitar calentamiento adicional del equipo disminuyendo su vida útil.

Por último, fue necesario diseñar un antiespumante en los Caisson Wells para ayudar en la separación submarina, así como agregar una línea de llenado y retorno de aceite para permitir que el arranque del ESP tuviera las condiciones adecuadas para evitar su daño e iniciar a operar en forma normal elevando el volumen de aceite a superficie.

6.2.9 Subsea Boosting System

Dado que los yacimientos Great White, Tobago y Silvertip tienen características similares: baja temperatura, baja presión y se encuentran en UAP. La simulación de

producción mostró que se requería un sistema artificial que permita producir a gastos razonables para mantener la rentabilidad del proyecto.

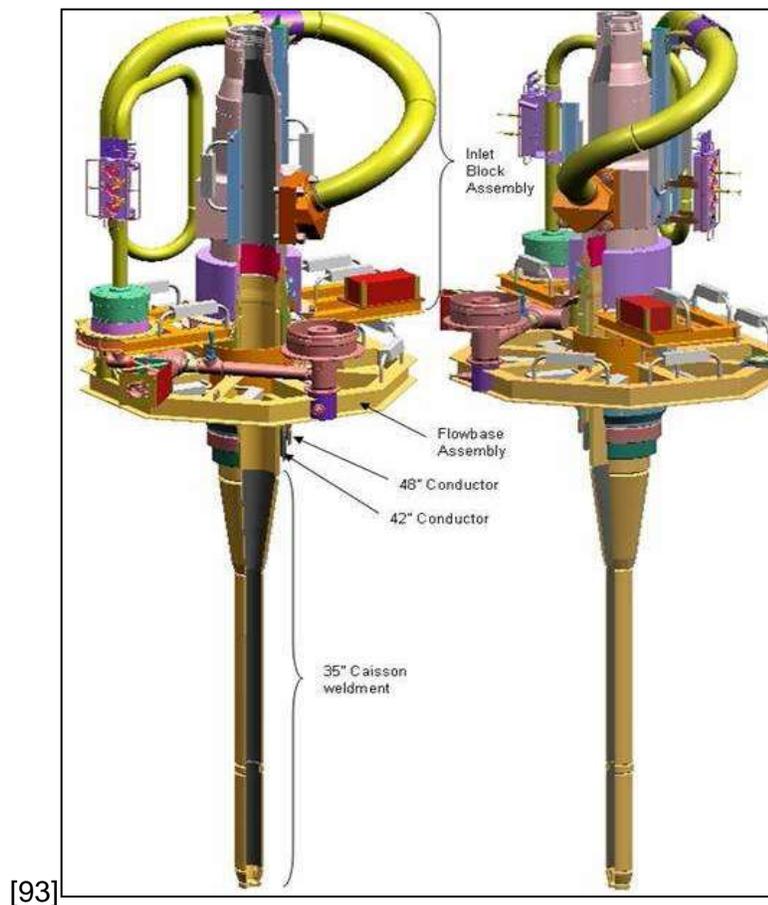
Después de analizar diferentes métodos artificiales disponibles para las condiciones del proyecto, se determinó que un separador submarino tipo Caisson y un sistema ESP era el adecuado, por consiguiente, se requirieron varios estudios técnicos, revisión de tecnología, calificación del equipo, así como una prueba en laboratorio a escala completa para asegurar que se podía diseñar, manufacturar y operar adecuadamente.

6.2.9.1 Descripción del concepto

Perdido Subsea Boosting System (SBS) el cual se puede traducir como un sistema de impulso submarino que permite incrementar la presión de la producción, sin embargo, se entiende como un sistema submarino de bobeo de hidrocarburos que permite elevar la producción desde el fondo marino hasta la plataforma SPAR.

El sistema SBS utiliza un Sistema de separación bifásica o Vertical Gas – Liquid Cylindrical Cyclonic (GLCC): es un sistema de separación submarina de dos fases (gas - líquido) que permite separar el gas de la producción proveniente de los manifolds de producción. Cada uno de los cinco equipos como se muestra en la **figura 6.14**, tienen una entrada o inlet, que por su posición genera que el fluido sea dirigido al extremo del equipo submarino que, por su forma cilíndrica, genera una fuerza tangencial, lo que provoca a su vez un movimiento centrífugo o ciclónico de hidrocarburo con gas disuelto, haciendo que las dos fases se separen. [93]

Figura 6.14 Separador de dos fases o Vertical Gas – Liquid Cylindrical Cyclonic



El GLCC está conectado a una tubería o Caisson de diámetro de 89 cm (35 in) y tiene una longitud de 106 metros (305 pies), un cabezal conectado a dos tuberías conductoras de 48 in y 42 in, formando con ello un receptáculo hueco para permitir que la fase líquida, la cual se deposita en el Caisson o pozo cisterna hasta llenarse.

Una vez separadas las dos fases, la fase gaseosa por presión y gravedad sube por el TTR o riser de producción. La fase líquida por densidad y presión se precipita en el Caisson Well (pozo cisterna o pozo tipo Caisson), el cual cuenta con un sistema BEC con el que se bombea a superficie a través del TTR (ver 4.6.4.2).

Dentro del Caisson Well, existe un Electric Submersible Pump (ESP) o Sistema de Bombeo Electro Centrifugo (BEC). la longitud del Caisson de poco más de 100 metros, el cual permite mantener un nivel dinámico adecuado para que el BEC

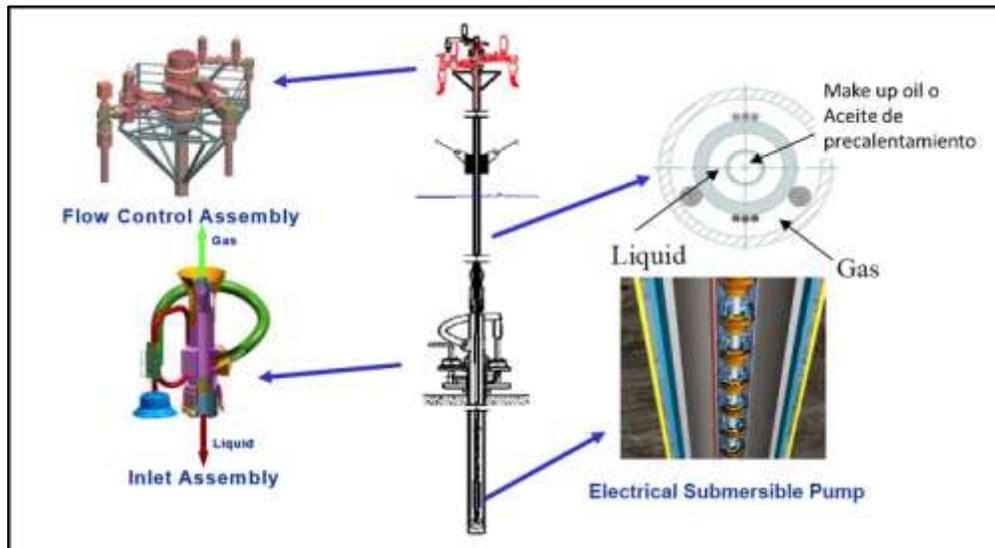
pueda bombear el líquido en forma eficiente hacia la tubería de 7 5/8" dentro del TTR y llevarlo a la superficie.

El concepto fundamental del GLCC es separar todo el gas posible para mejorar la eficiencia energética del BEC. Sin embargo, el BEC es capaz de manejar una cantidad moderada de gas en el líquido. Por lo tanto, el separador requiere de tener una eficiencia alta para realizarla separación completa de gas – líquido. Además, el SBS permite separar y bombear hidrocarburos de diferentes características: variación del RGA y el incremento de agua producida, situaciones que pueden presentarse a lo largo de la vida productiva de los yacimientos.

6.2.9.2 Componentes del sistema

Los componentes más importantes del SBS se muestran en la **figura 6.15**:

Figura 6.15 Principales componentes del Subsea Boosting System



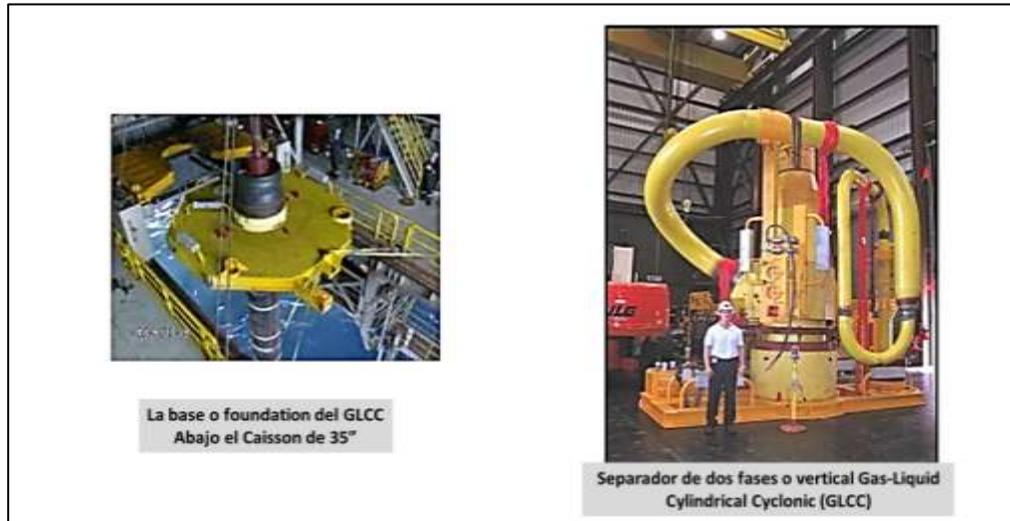
[88]

1. Base del GLCC o foundation y el pozo cisterna o Caisson de 35"

La base o foundation consta de dos conductores que sirven para anclar el equipo al fondo marino y permitir trasladar las cargas impartidas por el TTR al lecho marino.

Además, los conductores de 48" y 42" proporcionan una base en el fondo marino donde cuelga el Caisson, como se muestra en la **figura 6.16**.

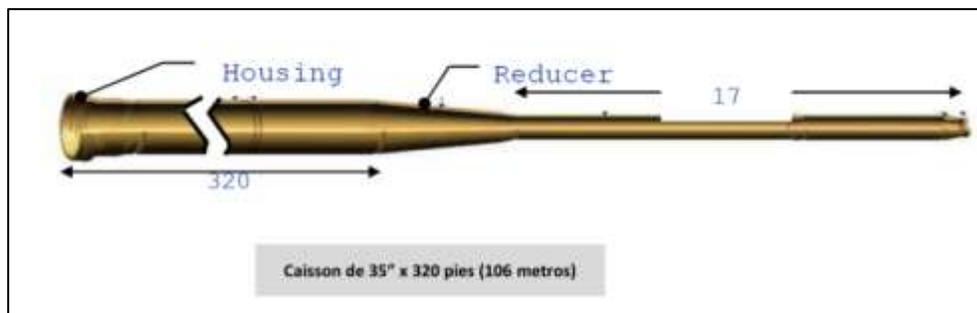
Figura 6.16 Base del GLCC o foundation y el Caisson



[88]

El Caisson está formado de varios tramos de tubería conductora soldados para un total de 106 metros (345 pies), sin rosca ni sellos, para formar el pozo cisterna o Caisson Well mostrado en la **figura 6.17**.

Figura 6.17 Caisson well o Pozo cisterna



[88]

La función principal del Caisson es proporcionar un espacio para los líquidos provenientes del GLCC y permitir generar un nivel estático para evitar el bacheo o slugging durante el bombeo por el ESP. Durante las operaciones de estado

estacionario, el líquido se mantendrá a un nivel para mantener la entrada ESP inundada. El diámetro del Caisson y la capacidad total son parámetros de diseño importantes para permitir un bombeo continuo del ESP. El Caisson Well fue introducido en el lecho marino.

Para instalar un Caisson en el fondo marino se tienen diferentes métodos dependiendo del uso. El Caisson es una estructura cilíndrica, manufacturada a partir de la tubería conductora de espesor predeterminado para cumplir con el requerimiento.

Los Caisson se introducen en el fondo marino, en las capas suaves del fondo marino, con previos estudios geotécnicos y geofísicos para conocer el tipo de deposiciones que se tienen en el fondo marino. las compañías especializadas en la fabricación e instalación de este tipo de “tanque”, han demostrado sus propios procesos, incluyendo las embarcaciones para su instalación.

Los Caisson son sumergidos al fondo marino y al succionar el agua que contienen van hundiéndose en el fondo hasta generar una fuerza por succión lo que le permite conectar el sistema de anclaje de boyas y plataformas marinas.

También se pueden instalar por jeteo de tal forma que el tubo de 100 metros se sumerge en el fondo marino hasta la base o foundation, para colocar el GLCC. La formación al consolidarse se cierra y sostiene el Caisson Well.

2. Ensamble de entrada del hidrocarburo o Caisson's inlet assembly

La función del Caisson's inlet assembly (IA), es recibir la producción multifásica del manifold y separarla en dos corrientes: líquida y gaseosa. En segundo lugar, el IA sirve para conectar mecánicamente el TTR a la base o foundation para trasladar el esfuerzo del riser al fondo marino.

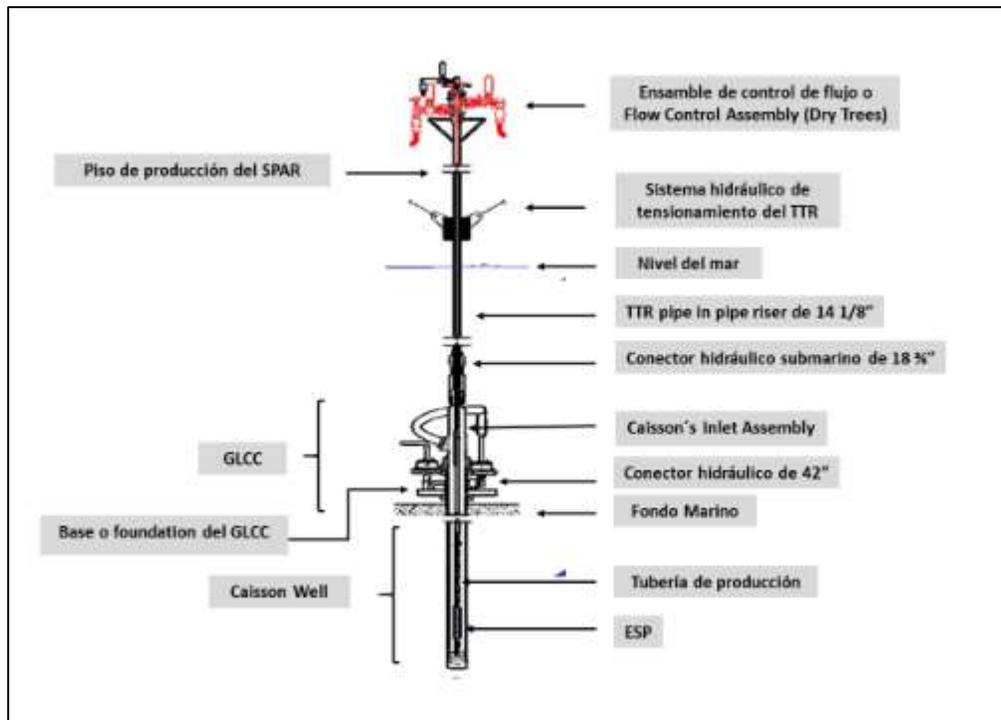
El IA recibe la producción del manifold mediante el Flowline Jumper. El extremo superior del IA se une al TTR mediante un conector hidráulico submarino de 18 ¾". El gas separado se eleva a través de la parte superior del IA directamente al espacio anular del TTR. El extremo inferior del IA se une al Caisson mediante un conector hidráulico de 42" de diámetro. Los líquidos separados en el IA caen por gravedad

3. Riser vertical de Producción

El gas y el líquido producidos fluyen desde el fondo marino a través del Top Tensioned Caisson Riser (TTR) hasta el SPAR. El ESP que está instalado dentro del Caisson Well con tubería de producción, cuelga del propio TTR y bombea el líquido desde el Caisson Well a través de la tubería de producción instalada dentro del TTR hacia la superficie. El gas fluye bajo su propia presión hacia la superficie por espacio anular entre la tubería de producción y el TTR, el cual tiene un diámetro externo de 14 1/8".

El TTR está formado por tubería rocada piñón caja y cuelga de la parte inferior de la plataforma SPAR con su propio sistema hidráulico de tensionamiento. El extremo superior del TTR continua hasta el piso de producción del SPAR a una bahía especialmente habilitada para que el personal de producción tenga acceso al ensamble de control del flujo (FCA.) formado principalmente por los Dry Tree. En la **figura 6.18** se muestra el TTR.

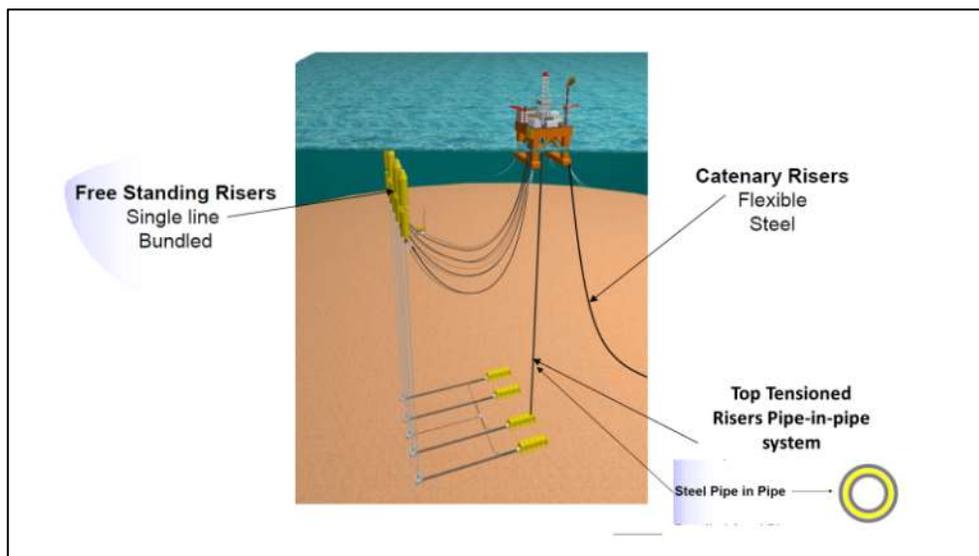
Figura 6.18 Principales componentes del TTR



[88]

Los Top Tensioned Risers Pipe – in – Pipe System son risers de producción que cuelgan del FPU y se utilizan principalmente en as TLP o SPAR con un Dry Tree en superficie. Para el Proyecto Perdido el riser interno del TTR permite conducir la fase líquida y el espacio anular que existe entre los risers, conduce la parte gaseosa. En la siguiente **figura 6.19** se muestra un ejemplo del TTR o Top Tensioned Riser tipo pipe in pipe.

Figura 6.19 Sistemas de risers de producción, FSR o FHR y TTR



[39]

Existen también los Freestanding Hybrid Riser (FHR), son risers que cuelgan del sistema de flotación y permiten la carga sobre el FPU, cumpliendo con la función de conducir a superficie los hidrocarburos que son recibidos por el Dry Tree. También este tipo de risers pueden ser conectados al cabezal de recio de producción del FPU sin requerir un Dry Tree.

4. Sistema de bombeo electro - centrífugo con su ensamble de salida de líquido

El Electric Submersible Pump (ESP) y otros componentes mecánicos y eléctricos que están conectados al TTR, forman el ensamble de salida del flujo de líquido. El ensamble de salida incluye el ESP, la tubería de producción para transportar el

aceite proveniente del separador de dos fases, el aparejo de producción, cables de alimentación e instrumentación, Tubing para inyección de químicos, válvulas y espaciadores necesarios, combinaciones y centradores.

La función principal de ensamble de salida es actuar como un conductor para poder enviar en forma ascendente los líquidos de producción, ya sea separados, que bombea el ESP, así como un conducto para dirigir hacia abajo la energía eléctrica, instrumentación y productos químicos.

Además, dentro del TTR como se puede observar en la **figura 6.15**, que existe una tubería de 2 7/8" de diámetro para reciclaje de aceite para precalentamiento, que permite enviar aceite a la temperatura de diseño desde la plataforma hasta el ESP para la operación del ESP durante el arranque.

Para transportar el aceite estabilizado a superficie, se utiliza una batería de producción convencional de 7 5/8" que va dentro del TTR y que refleja en la parte exterior o todos los cables de control, alimentación, también cuenta con una válvula check que impide el paso del aceite para evitar el líquido drene de nuevo hacia el ESP a altas velocidades o cuando se detenga por falta de corriente o por algún paro programado.

El sistema ESP requiere contar con instrumentación para proteger el sistema, el cual también está montado sobre el ensamble de salida del líquido y que consta de sensores de vibración, temperatura, medidor de temperatura, de flujo y medidores de presión y temperatura arriba y abajo del ESP

La condición ideal para el funcionamiento del ESP es mantener el nivel de aceite arriba de la mitad del Caisson Well. El rendimiento del ESP depende de las propiedades del flujo que se está tratando de bombear. Los fluidos más viscosos disminuyen la fuerza de la bomba a una velocidad de flujo predeterminada en los impulsores, es decir a una corriente constante, mientras que el gas presente en el aceite reduce la eficiencia de los impulsores, aunque estos pueden manejar una relación de gas / aceite o Gas Volume Fraction (GVF) de hasta 70%.

Los sistemas ESP centrífugo que se instalaron en los cinco pozos cisterna o Caisson Well, en conjunto con la tubería de producción de 7 5/8", la capacidad de bombear

desde el fondo marino hasta lo Dry Tree en superficie, es decir 2,850 metros de distancia vertical hasta la superficie, un gasto 125,000 barriles /día ya que cada sistema ESP cuenta con una potencia de 1,600 HP. Las condiciones generales en los Caisson Well, el de mantener la temperatura del aceite, evitan la formación de hidratos de gas.

Para hacer eficiente la operación del sistema ESP, cada equipo cuenta con un sistema inteligente de control y de monitoreo en tiempo real que optimiza la producción. El sistema controlado desde superficie, además de controlar permite monitorear los parámetros y condiciones de operación de cada sistema ESP y prolongar la vida útil del equipo.

Mediante el riser de terminación/reparación de pozos y un Preventor superficial, permiten el camio del equipo en forma rápida y con poca inversión. En la **figura 6.20**, se muestra el sistema de bombeo electro – centrífugo con su ensamble de salida de líquido (outflow assembly)

Figura 6.20 Configuración del Caisson Well y sistema de bombeo electro – centrífugo con ensamble de salida



5. Conjunto de Control de Flujo

La producción separada en el GLCC es enviada a superficie mediante el ESP y es recibida en el piso de producción del SPAR por el Dry Tree denominado Conjunto

de control de Flujo o Flow Control Assembly (FCA). Este conjunto se conecta al TTR mediante cabezales convencionales.

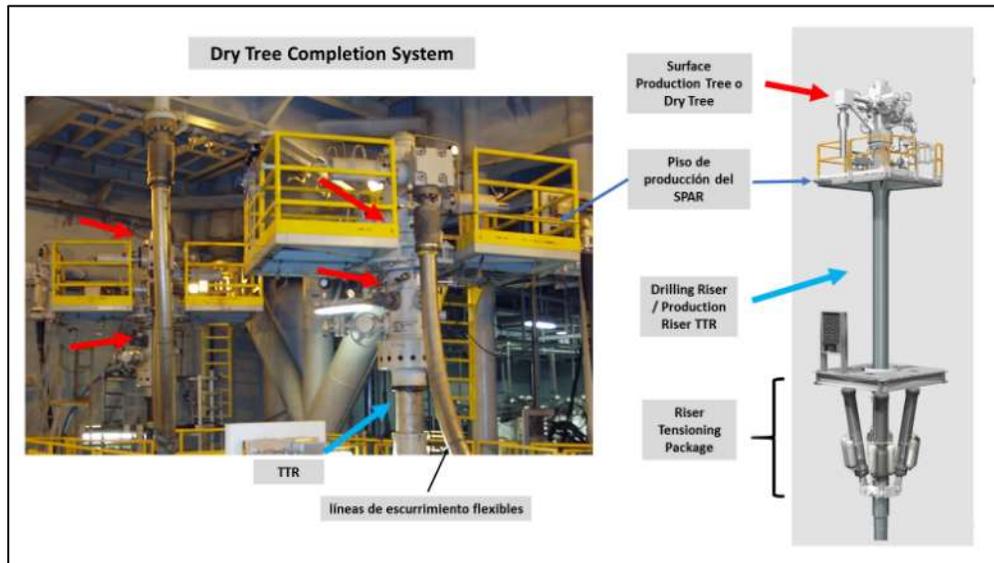
El Dry Tree está conectado a un sistema de control eléctrico, hidráulico y mecánico para cerrar, abrir y detener la producción así como controlar el aceite de reciclaje para precalentamiento del ESP, todo mediante la apertura y cierre de válvulas hidráulicas y manuales del Dry Tree además del control de la corriente eléctrica para alimentación de los ESP.

Los Dry Tree por diseño mantiene aislados las diferentes corrientes, gas y líquido provenientes del fondo marino y también del aceite de reciclaje, mediante un colgador diseñado para diferentes tuberías de producción que cuelgan dentro del cabezal de producción del propio Dry Tree, por lo que cada uno de los fluidos es enviado mediante diferentes líneas flexibles de escurrimiento individuales, a sus respectivos separadores.

El FCA está formado por los siguientes equipos y se muestran en la **figura 6.21**

- Conector submarino tipo Tieback para cabezal o Subsea Wellhead Tieback Connectors.
- Riser de perforación /producción o Drilling Riser and Production Riser (TTR)
- Paquete de tensionamiento de riser o Riser Tensioning Package
- Cabezales convencionales / cabezales de producción o Surface Wellhead / Tubing Heads
- Árbol superficial de producción o Surface Production Tree o Dry Tree
- Accesorio adicionales o Accessory Equipment

Figura 6.21 Conjunto de control de flujo o Flow Control Assembly (FCA)



[66]

6.2.10 SPAR o Floating Production Drilling Unit

Siguiendo el flujo desde el yacimiento hasta la instalación superficial de producción: SPAR o FPU. La plataforma flotante de producción o FPU, consta básicamente de los siguientes componentes:

6.2.10.1 SPAR

El casco del SPAR consta de tres secciones: la sección superior cilíndrica hueca o hard tank, una sección media con una estructura tubular o trussed midsection y un tanque de balastre octagonal u octagonal bottom section (soft tank) que se encuentran en la sección inferior, lo que permite la estabilización de toda la embarcación, **figura 6.22**.

El diámetro externo del hard tank es de 36 metros, donde se coloca los Top sides lo que permite contar con la flotación requerida para soportar el peso de toda la plataforma. En total el SPAR mide 169 metros, tiene un calado de 154 metros y un peso total de 20,000 toneladas.

Figura 6.22 SPAR

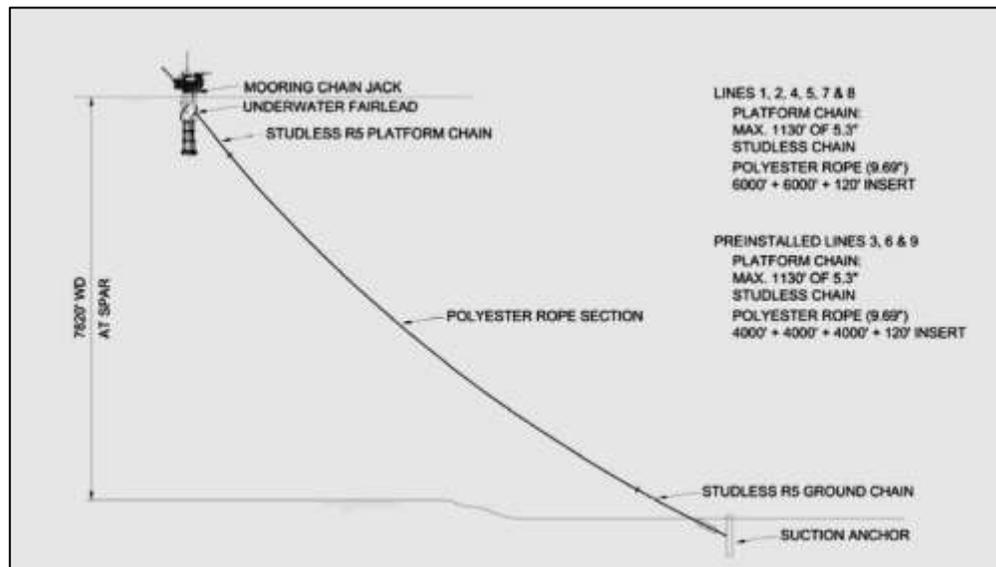


[94]

6.2.10.2 Sistema de anclas

Un sistema de anclas o Active Mooring System que cuenta con un patrón de 9 anclas de cadena y principalmente de poliéster de un promedio de 3.5 kilómetros de longitud, sujetas al fondo marino el cual permite el movimiento del SPAR en un radio de 100 metros para tener acceso al fondo de los pozos que se encuentran debajo, para tener acceso directo, ver **figura 6.23**.

Figura 6.23 Sistema de anclas de un SPAR



6.2.10.3 Equipo de perforación

Un equipo de perforación modular utilizado anteriormente por el operador en otros proyectos, permitió la perforación y terminación de los pozos, cuyo objetivo principal es reparar y perforar pozos de desarrollo adicionales dependiendo de las reservas de los yacimientos.

El operador decidió instalar el equipo modular de perforación o Modular Drilling Rig (MDR) llamado Helmerich & Payn's Offshore Rig 205 debido básicamente el extenso programa de intervenciones a pozos y a los bajos costos de operación en comparación con un MODU.

Este MDR fue modificado y actualizado: los frenos del malacate fueron cambiados por unos de 49 ½ ", se mejoraron las cuñas para la tubería de perforación por unas cuñas hidráulicas que incrementan la seguridad, se cambió el cuello de ganso por uno de mayor capacidad y se acondicionó la estructura metálica para movilización e instalación del preventor superficial entre otros aspectos. En la **figura 6.24** se muestra el MDR. [95]

Figura 6.24 Equipo modular de perforación Helmerich & Payne's Offshore - Rig 205



[96]

6.2.10.4 Cubierta de producción

Una cubierta de producción con in moonpool de 14 x 14 metros donde se recibe la producción de los 5 TTR con sus Dry Tree y su sistema de cabezales de recibo para enviada a las instalaciones de producción. Los cinco TTR con sus Dry Tree cuelgan

de un sistema de tensionamiento permanente para cada uno de ellos y cuentan con un sistema para colgar el DCR para acceso vertical a los pozos

6.2.10.5 *Living quarters*

Un compartimento para un máximo de 200 personas [95]

6.2.10.6 *Instalación de producción*

Una instalación de producción o Topsides Production Facility (TPF) que cumple con las funciones de separación, rectificación, bombeo y compresión, a dos líneas de exportación de corrientes separadas, gas y aceite estabilizado. Además, cuenta con un sistema de tratamiento de agua con su sistema de bombeo para inyectar al acuífero, sistemas auxiliares, sistemas de control y paro por emergencia requeridos por la normatividad vigente.

Para dar mayor seguridad a la instalación de la producción y por lo tanto a la FPU, se desarrolló el sistema de administración de la Seguridad, Salud y Ambiente, donde se establecieron las bases de los estudios y análisis para desarrollar procedimientos y planes de ejecución de los sistemas de seguridad con los que debe contar el TPF.

Los resultados de los estudios de HAZOP, HAZID, revisión de operaciones simultaneas, evaluaciones cuantitativas de riesgos, evaluaciones de fuego, explosiones y evacuación dieron como resultado la instalación de los siguientes sistemas de seguridad: [87]

- Instalación de detectores de gas y fuego colocado en lugares estratégicos para detectar el 85% de gas, mínimo 3 detectores para tener redundancia.
- Construcción de refugios temporales dentro del campamento habitacional en la parte sur de la cubierta principal.
- Colocación de 2 bombas contra incendios con una capacidad de bombeo de 120% dedicadas los 365 días del año
- Instalación de unidades de potencia eléctrica para mantener la corriente eléctrica durante una emergencia operable 18 horas continuas.

- Instalación de unidades de potencia eléctrica para mantener la corriente eléctrica durante una emergencia operable mínimo 18 horas continuas.
- Construcción de elementos estructurales diseñados para mantener la integridad estructural durante escenarios de explotación, incluyendo muros de contra incendio tanto en el piso de producción, para aislar la instalación de producción y proteger el campamento habitación, así como el refugio temporal, áreas de trabajo, talleres y en especial áreas de control de emergencias y botes salvavidas.
- Colocación de sistema de protección pasiva contra fuegos en equipos y áreas críticas.
- Colocación de sistema fijo de extinción para controlar campamento habitacional, zonas de maquinaria de CI y cuartos de control eléctrico.
- Sistema de radares para evitar colisión con otras naves.
- Instalación de una nave para rescate de personal, aéreo o marítimo.

Figura 6.25 Instalaciones de Producción



[87]

6.2.11 Modelos multifásicos para la optimización de la producción

El Proyecto Perdido es uno de los proyectos de aguas ultra profundas que produce hidrocarburos de pozos perforados en cuatro yacimientos. Las propiedades de los fluidos producidos varían según el yacimiento y la distancia entre ellos, debido a los cambios producidos por el transporte en los ductos de recolección colocados sobre el fondo marino que envía el flujo hacia los manifolds.

Los pozos productores muestran una gama relativamente amplia de gravedades de fluidos entre 17° y 41° API, RGA entre 480 y 3,000 ft³std/bbl. Los fluidos producidos se mezclan en el sistema submarino y son enviados a superficie, a los Dry Tree que se encuentran en la cubierta de producción del SPAR, mediante cinco bombas sumergibles eléctricas (ESP) colocadas en los pozos cisterna o Caisson Well, en el fondo marino.

La instalación de producción colocada sobre el SPAR recibe la producción de los Dry Trees. El gas y el aceite se separan, tratan y exportan a través de oleoductos submarinos

Para asegurar las condiciones de flujo y permitir la operación de la instalación de producción, se desarrolló un sistema de monitoreo de las condiciones de flujo de los hidrocarburos, que toma la información de la composición y propiedades de los fluidos a través de los diversos sensores. Estos sensores se encuentran ubicados en todo el sistema de producción, desde el fondo del pozo hasta la instalación de producción en superficie.

Se envía la información a los diferentes modelos de simulación para obtener resultados que permiten pronosticar las condiciones de flujo y evitar la disminución de la productividad, baja eficiencia de separación, descontrol de las instalaciones, entre otros, inyectando productos químicos en diferentes puntos y mantener las condiciones de flujo lo más estable posible.

Dado el amplio espectro de fluidos producidos, se desarrolló una ecuación de estado especial para la caracterización y montaje de los fluidos producidos que la operadora nombró como Unified Fluid Model (UFM). El modelo permite una predicción muy precisa y eficiente de las propiedades de los fluidos mezclados y que dio excelentes

resultados para poder modelar las condiciones de flujo en forma integral, en el sistema de producción o Integrated Production System Model (IPSM), el cual conecta yacimiento, pozo y toda la red de líneas de flujo submarinas, incluyendo también los modelos similares del Topsides Production Facility, lo que permitió una integración entre las disciplinas de ingeniería para predecir el comportamiento del flujo durante toda la etapa de explotación de los yacimientos.

En la tabla 6.1, se muestra un resumen de las propiedades más importante de los fluidos producidos de los yacimientos de Perdido.

Tabla 6.1 Propiedades de fluidos producidos en Perdido

Yacimiento	Tipo de fluido	Temperatura del yacimiento		Grados API	RGA
	Fluid type	Reservoir T(°F)	Reservoir T(°C)	Fluid API	GOR (scf/bbl)
Great White	Volatile oil	150-1-60	65-71	32-39	1,000-2,000
Silvertip	Heavy oil	108	43	17	450
Frio	Heavy oil	90	32	18	500
Tobago	Retrograde condensate	175	80	41	3,000

Nota. Información tomada de [88], [87]

Los yacimientos tienen diferentes temperaturas debido básicamente a que están a diferentes profundidades con respecto del fondo marino. Se observa una amplia gama de propiedades de los fluidos, tanto en términos de gravedad API como en la RGA. La producción de todos los pozos se mezcla en el sistema submarino y se bombea a superficie mediante el sistema artificial, lo que permite aumentar la recuperación del yacimiento y continuar produciendo aun cuando la presión de los yacimientos sea muy baja y alcanzar la presión de abandono de los pozos.

El nivel dinámico dentro de los pozos cisterna o Caisson Wells se pueden cambiar para optimizar la producción, lo que requiere de un extenso programa de toma de muestras para soportar la medición multifásica del gasto proveniente de los pozos productores y asegurar un nivel dinámico dentro de los pozos cisterna, regulando los gastos de cada pozo para mantener las mejores condiciones dentro del SBS y mejorar la eficiencia de los sistemas ESP.

Para optimizar la producción se construyó un sistema en forma integral del sistema de producción o Integrated Production System Model (IPSM). El modelo del sistema

de producción está formado por cuatro componentes: subsuelo, pozos, red submarina e instalación de producción. Cada uno de estos elementos se modela mediante un software. El sistema permite y requiere de la convivencia y acoplamiento de cada uno de ellos. Además, permite que cada elemento trabaje y sea actualizado en forma independiente.

Todos los modelos fueron calibrados conforma se fueron obteniendo diferentes muestras de fluidos de fondo de pozo, lo que dio como resultado un modelo más exacto y pronosticó las condiciones de flujo en todo el sistema. En consecuencia, permitió desarrollar y aplicar una práctica técnica para representar un amplio espectro de fluidos con un modelo común de Ecuación de Estado y el UFM, por ende, describir los fluidos en un rango de presión y temperatura de todo el sistema de producción de Perdido.

6.3 Cometarios finales

El Proyecto Perdido es un ejemplo de integración de diferentes especialidades. La combinación de árboles submarino con Dry Tree permitió diseñar un FPU de dimensiones adecuadas, lo que hace rentable el proyecto. De otra forma el SPAR debió soportar 22 risers individuales de producción provenientes de cada árbol submarino.

El proyecto, además de presentar los diferentes diseños de árboles de producción, combina elementos de producción, sistemas artificiales multifásico, sistema submarino entre otros. Por la naturaleza de este documento, solo se enfocó a pozos, árboles submarinos y sistemas de separación submarina

Conclusiones

En esta tesis se presentó al árbol submarino como un elemento clave para el desarrollo de campos marinos ya sea en aguas someras, profundas o ultra profundas. El correcto diseño y/o selección depende el éxito del proyecto.

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas es viable, técnicamente posible y económicamente rentable. Como se ha mencionado, se han descubierto y se están desarrollando varias cuencas en diferentes regiones del mundo que para su desarrollo resulta necesaria la participación de varias empresas por las inversiones a realizar, la investigación y desarrollo tecnológico que implica.

Lo anterior, es debido principalmente a que el desarrollo de proyectos marinos cada vez más profundos requiere el diseño, innovación, mejora y adaptación de equipos y sistemas, así como del árbol submarino cubrir las necesidades y requerimientos del proyecto. De forma particular, el árbol submarino en proyectos marinos, debe soportar las condiciones extremas del fondo marino.

El diseño de los equipos debe seguir las prácticas recomendadas por el API y las normas ISO, para asegurar las condiciones óptimas de funcionalidad y seguridad del personal como de la producción de hidrocarburos.

La configuración, funcionalidad y operación de los árboles submarinos depende de cada campo. Se debe definir la funcionalidad para diseñar la parte física que al ser operada permite su operación.

De los criterios que más influyen en la selección de árboles submarinos es el tirante de agua donde va a estar operando. Este criterio dicta además los requerimientos de las aleaciones metálicas, los procedimientos de instalación durante la terminación del pozo y la recuperación durante las reparaciones mayores a los pozos.

El tipo de terminación del pozo es otro de los criterios a considerar en la selección de un árbol submarinos ya que los compontees de fondo de pozo y los equipos periféricos del árbol se diseñan para cada terminación.

Dependiendo de la configuración de árbol submarino horizontal o vertical, establecerá el tipo de intervención a realizar en el pozo, embarcaciones flotantes y equipos submarinos

A su vez, los fluidos con los que estará en contacto el árbol submarino deben de ser compatibles con material con el que se fabricara y evitar alguna falla, de igual manera asegurar el flujo.

Dentro del proceso de selección se evalúa la seguridad durante la vida del proyecto. Uno de los aspectos que se mencionaron es probabilidad de falla de los componentes de los equipos, todos los sistemas y los componentes periféricos del árbol submarino. Otro es el sistema de desconexión por emergencia, lo cuales son fundamentales para el diseño y sección del árbol submarino.

Además de los requerimientos de diseño y selección del árbol submarinos, se debe considerar factores externos que pueden influir en el diseño y/o selección y a su vez se ven reflejados en el tiempo programados para la ejecución del proyecto y los costos del mismo.

Los tipos árboles submarinos que se han venido desarrollando y que están disponibles en el mercado, permiten cubrir todos los requerimientos del proyecto y brinda una mayor facilidad en el desarrollo del campo y mejor precio.

Del ejemplo de selección de árbol submarino, se determinó que el árbol submarino estándar cubre los requerimientos del yacimiento en específico. El proceso que se siguió es ilustrativo ya que la selección y diseño de un árbol submarino implica más análisis y estudios para seleccionar la mejor opción.

Finalmente, se presentó el Proyecto Perdido por el tipo de árboles submarinos de producción con acceso vertical, los cuales fueron diseñados para explotar los yacimientos en forma confiable.

Anexo 1

Landing String para terminación de pozos y su sistema de desconexión por emergencia (Completion Landing String System and Emergency Disconnect System)

I. Introducción a los Landing String System (LSA)

Como parte del diseño funcional y específico de los XT, los equipos submarinos de control durante la terminación de los pozos, juegan un papel importante. En este anexo se describirán los equipos submarinos requeridos para el control del pozo durante la terminación del pozo que dependen del diseño del árbol submarino.

II. Diseño de los LSA.

Dependiendo de la configuración del árbol submarino, horizontal o vertical, el sistema LSA se diseña para operar tanto las funciones de fondo de pozo del aparejo de producción, como las funciones de control y operación. [97]

Los Sistemas Landing String y de Desconexión por Emergencia o Emergency Disconnect System (EDS) para terminación de pozos en aguas profundas, cumplen varias funciones básicas consideradas extremadamente importantes. Estos sistemas actúan en forma programada y automatizada para evitar fallas catastróficas durante la terminación del pozo. [98] Para aguas ultra profundas, el diseño del LSA es muy similar pero no será incluido en esta tesis. Para pozos exploratorios donde se realiza una prueba DST se utiliza un LSA diseñado para la prueba de pozo que, aunque es similar al LSA de terminación de pozos, tampoco se incluye en esta tesis, ya que este sistema no se diseña en función del XT, debido básicamente que no se coloca el XT en un pozo exploratorio.

LSA para terminación de pozos e intervención a pozos.

Los LSA para terminación de pozos son diseñados con base a cuatro criterios:

- El tirante de agua donde se realizará la terminación del pozo,

- El tipo de equipo flotante de perforación que realizará la terminación del pozo.
- El tipo y configuración del árbol submarino programado para la terminación del pozo.
- El tipo de terminación del pozo.

El LSA se utiliza para correr o introducir el aparejo de producción completo. Este puede incluir desde las pistolas TCP, el empacador de producción, la tubería de producción, todos los accesorios del aparejo de producción, la DHSV y el TH. En AP donde la terminación de pozos incluye control de arena, la terminación de los pozos se divide en terminación inferior y superior.

Además, si la terminación del pozo es inteligente, las corridas o introducción de los accesorios de fondo de pozo se programan y realizan de acuerdo con los requerimientos del yacimiento, por lo que es importante definir los equipos a instalar durante la terminación inferior y después con el LSA se introduce la terminación superior.

Al estar en la operación de introducción del aparejo de producción o al estar probando los pozos fluyendo a la plataforma de perforación a través del aparejo de producción, todo a través del riser de perforación y los SSBOP, es posible que se requiera hacer una desconexión por emergencia o también una desconexión programada, tanto del aparejo de producción como del riser de perforación, para permitir que la plataforma de perforación se desconecte del pozo en caso de algún evento de emergencia o programado y que la plataforma requiera retirarse del pozo. [99]

La desconexión por emergencia de la plataforma se realiza permitiendo que el riser de perforación se desconecte en segundos. Este evento de desconexión por emergencia puede ser por los siguientes motivos:

- Falla en los equipos de posicionamiento, lo que ocasiona una pérdida del control de la plataforma de perforación, provocando una salida del círculo operativo, ver **figura 5.17**
- Efectos adicionales de la corriente marina sobre el equipo de perforación.

- Oleaje excesivo que ponga en el peligro la instalación flotante y la integridad del equipo submarino.
- Carga o tensión excesiva sobre el riser de perforación producidas por corrientes submarinas.
- Presencia de mal tiempo o huracanes.
- Arranque del pozo y requerimientos de control del pozo en el caso de un descontrol.

[100]

El LSA realiza la desconexión del aparejo de producción segundos antes de que el EDS del riser de perforación se desconecte, por lo que el tiempo de desconexión de ambos deber ser diseñado de acuerdo con la norma aplicable.

El tiempo de respuesta de cierre de pozo en caso de un descontrol durante la terminación o en el caso de algún evento en superficie, se requiere de la desconexión por emergencia que depende del tirante de agua, es fundamental para lograr un diseño, operación del LSA y su sistema de desconexión por emergencia, con objeto de permitir que el equipo flotante se desconecte del pozo y lo haga en forma segura y confiable sin generar daños catastróficos al pozo o sus herramientas, ni contaminación al ambiente y sobre todo permitiendo un cierre del pozo controlado y seguro, dejando las condiciones adecuadas, tanto del pozo como de los sistemas submarinos, para permitir la reconexión segura del riser y continuar con las operaciones de terminación del pozo.

A partir de aquí para abreviar, se usará el acrónimo del Sistema Landing String y su sistema de desconexión el cual es Landing String Assembly (LSA). Posteriormente durante la explicación del tema, nombre se modificará de acuerdo con las características técnicas que se describirán en este anexo.

III. Descripción resumida del LSA.

Conforme la tecnología ha ido avanzando, los LSA han sido rediseñados de tal forma que actualmente existe en el mercado sistemas que facilitan durante la ejecución de terminación de los pozos en aguas profundas, el control de las operaciones de fondo de pozo al momento de la introducción del aparejo de producción. También proveen la conexión y desconexión de los risers de perforación

y terminación de pozos asegurando un control efectivo del pozo en el caso de la presencia de un brote o descontrol del pozo, cerrándolo en segundos, permitiendo realizar una desconexión segura del riser de perforación/terminación y dando autonomía a la plataforma de perforación/terminación para retirarse a un lugar seguro.

Las válvulas que operan estos sistemas submarinos son válvulas modernas de accionamiento electrohidráulico que reciben señales electrónicas mediante dispositivos submarinos que van dentro del pozo, equipos que fueron diseñados expresamente para ser infalibles, aun en condiciones ambientales extremadamente adversas y que operan con corriente eléctrica, formando un sistema electrohidráulico imprescindible para el funcionamiento eficiente del propio sistema.

Los LSA modernos, están conectados a sistemas electrónicos que controlan, sin ningún problema, las funciones de fondo de pozo, mediante el uso de la instrumentación y equipos de fondo de pozo instalados como parte de la terminación inteligente inferior y superior de los pozos en aguas profundas.

Muchas de las terminaciones de pozos en aguas profundas son inteligentes y cuentan con tecnología de control de fondo de pozo, independientemente que sea VXT o HXT. Como ejemplo de estas funciones de fondo de pozo se tiene: el monitoreo de condiciones de presión y temperatura, cierre y apertura hidráulica de válvulas de control de flujo, capacidad hidráulica para administración de gasto de los hidrocarburos proveniente del yacimiento, requerimiento para controlar el flujo de agua congénita para evita conificaciones de agua o de gas si fuera el caso, entre otros.

Esta gran cantidad de información proveniente de fondo de pozo, derivado de los equipos colocados en la terminación inteligente, es información para determinar la configuración más adecuada del árbol submarino y para diseñar también el LSA y su sistema de control de desconexión de válvulas tipo electrohidráulico con un sistema integrado denominado Riser Control Module (RCM) el cual controla de manera electrónica tanto las funciones hidráulicas y eléctricas de fondo de pozo, como las funciones de desconexión y conexión del riser de terminación del pozo, información que es enviada vía un umbilical de servicio al sistema de control en

superficie llamado Workover Control System (WOCS) del Landing String, sistema que también controla el XT, por lo que el tipo de XT es muy importante para el diseño tanto del sistema de control como del propio LSA. [101]

El LSA diseñado para la terminación de los pozos en función del su XT, debe cumplir con las siguientes funciones básicas y sumamente importantes:

1. Durante la terminación del pozo, debe permitir la desconexión en segundos del riser de perforación/terminación en forma segura, infalible, sin verter ningún líquido o gas al mar y sobre todo en el tiempo mínimo requerido.
2. Debe ejecutar el cierre del pozo en forma segura y confiable en el caso de presentarse un descontrol durante la introducción del aparejo de producción.
3. Debe permitir el monitoreo continuo de fondo de pozo durante la introducción del aparejo de producción, durante el arranque del pozo, pruebas de producción del yacimiento y durante la limpieza, toma de información y muestras del pozo.
4. Debe estar interconectado al sistema de desconexión del LMRP, en el caso de que el sistema DP de la plataforma semi sumergible falle y no pueda controlar la estabilidad de la plataforma.
5. De igual forma, si existiera un requerimiento de desconexión por cambio climático inesperado durante la terminación del pozo y posteriormente una conexión, debe cumplir con el diseño y operación para el que fue diseñado.

IV. Diseño del Sistema

El sistema LSA, ver **figura I**, es diseñado para ser utilizado en las terminaciones de los pozos en función de las BOD del proyecto y debe cumplir con las características siguientes:

1. Permitir el acceso directo a través del XT y del aparejo de producción hasta el yacimiento desde una plataforma flotante, sistema que varía dependiendo de la configuración del XT ya sea VXT o un HXT. [97]
2. Permitir la instalación confiable y con monitoreo continuo de los equipos que forman la terminación de los pozos. (equipo de fondo de pozo, colgador de aparejo de producción, árbol submarino).
3. Reducir el tiempo de ensamble/prueba del LSA sobre la cubierta del equipo de terminación de pozos, lo que a su vez reduce el tiempo de sobre cubierta

dedicado a esta actividad en comparación con otros sistemas a punto de ser obsoletos. En el caso de los LSA para árboles verticales este punto es sumamente importante. [97]

4. Incrementar la seguridad de las operaciones de terminación mediante el diseño de una rápida desconexión/conexión del riser de perforación/terminación y cierre inmediato del pozo.
5. Permitir el monitoreo de fondo de pozo debido a que los sistemas de fondo de pozo y la instrumentación del equipo Landing String son digitales lo que permite transmitir mediante los umbilicales de control, toda la información a superficie. [102]
6. Incrementar la seguridad de las operaciones durante la terminación del pozo, debido al sistema de válvulas electrohidráulicas, está integrado electrónica y mecánicamente al sistema de desconexión por emergencia para control total del pozo. [99]
7. Mantener la presión y el volumen necesario que requiere el propio sistema hidráulico mediante los acumuladores de fluido hidráulico presurizados y balanceados que proveen la energía exacta para una operación confiable y segura.
8. Proveer la energía eléctrica constante y regulada para mantener los sistemas electrónicos operando en condiciones seguras, durante toda la operación de introducción del aparejo de producción, durante el arranque del pozo, pruebas de producción y de yacimiento, incluyendo el cierre confiable de los pozos.
9. Proveer la interfase técnica para la operación de las válvulas electrohidráulicas del árbol submarino mediante el diseño expreso del Landing String para ser operado mediante el Subsea Control Module SCM del árbol submarino.
10. Ser capaz de soportar interfases graficas para el monitoreo continuo de las condiciones de operación de la herramienta y de fondo de pozo tanto en superficie como a distancia.
11. Ser capaz de mantener la tensión eléctrica adecuada mediante su propio sistema de respaldo de corriente eléctrica.
12. Permitir la operación del sistema de control desde equipos computarizados locales y a distancia sobre el equipo flotante de terminación.

Figura 1. Ejemplo de un LSA sobre cubierta equipo flotante de perforación/terminación de pozos



V. Partes principales de LSA.

Actualmente, los sistemas Landing String y su sistema de control por emergencia utilizados durante la terminación e intervención de los pozos en aguas profundas y ultra profundas tienen varios nombres dependiendo del proveedor. Para esta tesis se denominará Subsea Completion Landing String Systems (SCLSS) debido a la gran cantidad de funciones que son capaces de realizar, inclusive operan el árbol submarino para tener control total de todas las funciones del pozo al momento de la terminación y la intervención del pozo, tema que se discutirá en el **Anexo 2**.

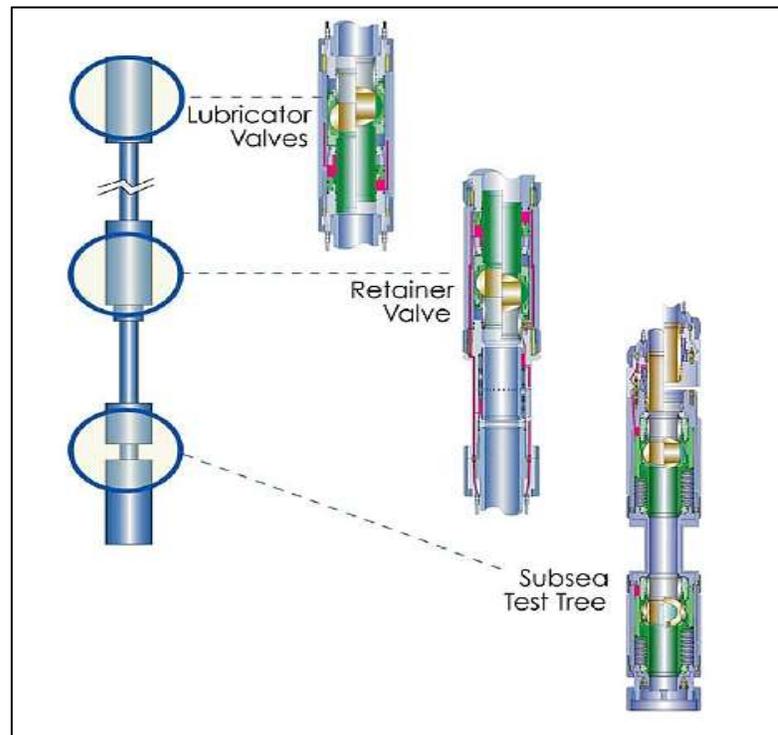
Anteriormente, estas herramientas de cierre de pozo y de desconexión por emergencia se formaban de diferentes de proveedores independientes y un integrador analizaba, estudiaba, diseñaba y operaba estos equipos como sistema. Sin embargo, los sistemas actuales para AP, forman parte de la última generación de los Subsea Completion Landing String Systems, los cuales son sistemas integrados, diseñados, operados y están siendo actualizados como lección aprendida post-Macondo por compañías como: Schlumberger, Expro International Group, Deep blue, FMC Technologies, PTS Production Technology & Services Inc., entre otros.

Las partes principales del Subsea Completion Landing String System se muestran en la **figura II** son:

1. Una válvula lubricadora o Lubricator Valve, con accionamiento electrohidráulico y con control superficial la cual permite el acceso de herramientas al fondo de pozo con el pozo arrancado.
2. Una válvula retenedora o Retainer Valve, con accionamiento electrohidráulico y con control superficial que, al cerrar de manera inmediata, permite la desconexión y evita el derrame de hidrocarburos proveniente del riser al mar.
3. Un tubo corto o Shear Sub que se adapta a cargas de tensión y axiales aplicadas externamente y lo más importante tiene es una sección que está diseñada para ser cortada por los arietes de corte del SSBOP en caso de requerirse.
4. Un árbol de prueba submarino o Subsea Test Tree (SSTT), cuya traducción al español no denota una correcta definición del funcionamiento de este equipo. el cual también cuenta con accionamiento electrohidráulico y con control superficial, en conjunto con la válvula retenedora cierra y controla el pozo. El árbol de pruebas submarino (SSTT) es el dispositivo de control de pozos principal por lo que muchas de sus funciones son críticas para la seguridad y control. Proporciona una doble barrera independiente denominada a falla cierra o fail safe closed que facilita el control del pozo en caso de una desconexión controlada o de emergencia de la plataforma del pozo, sin necesidad de que el BOP opere los arietes de corte.

[98] [103]

Figura II. Partes principales de un Subsea Completion Landing String System (SCLSS).

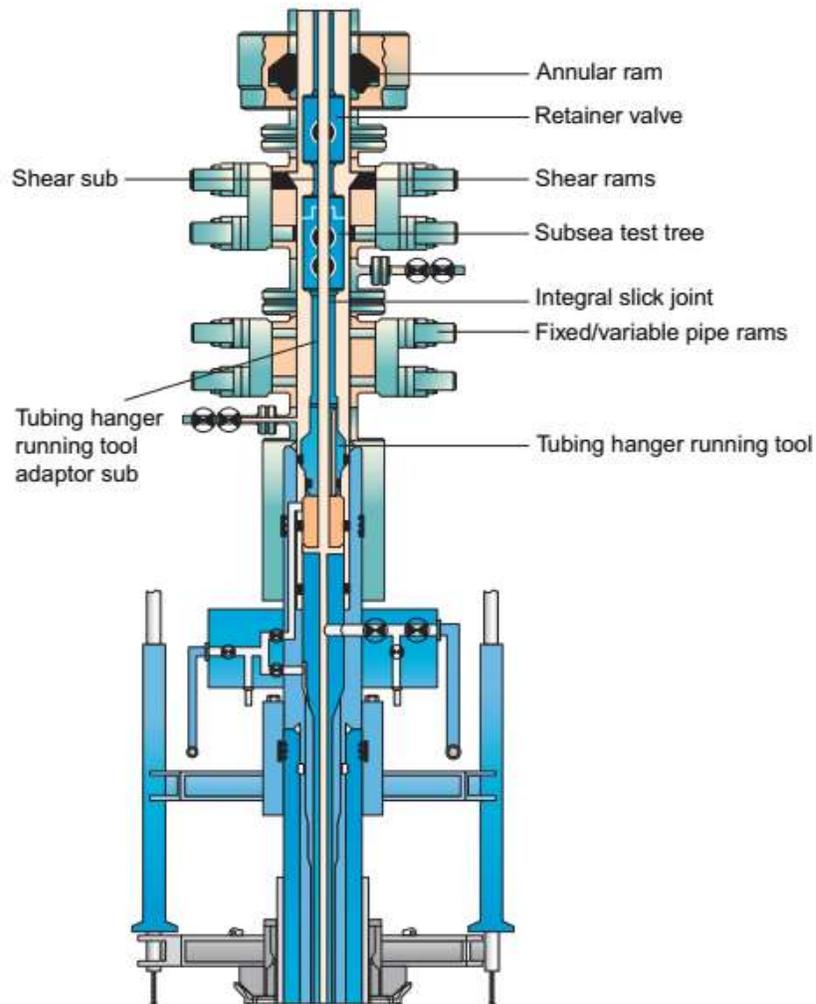


Estas válvulas electrohidráulicas interactúan directamente con los arietes o RAMS de los preventores y son diseñadas para cada configuración específica del SSBOP de cada pozo.

En la **figura II** se muestra un esquema de la interfase técnica entre el SCLSS y los SSBOP que se debe cumplir al diseñar este tipo de sistemas. La característica física primordial de este tipo de válvulas electrohidráulicas se debe a que cuentan con la capacidad confiable de corte y sello de así requerirse. Las válvulas de bola de diseño integral de estos equipos son de patente independiente, generando que cada fabricante tenga sus propias especificaciones. Las válvulas son diseñadas para ambientes sumamente agresivos asociados al flujo o bombeo de fluidos altamente agresivos y abrasivos tanto de fondo de pozo como de superficie. El SCLSS, ver **figura III**, provee dos barreras incluidas en el estándar Norsok D-010 Well integrity in drilling and well operations, que son requeridas durante la terminación de los pozos y debe ser diseñado para cada tipo de árbol y para cada configuración. El sistema debe ser diseñado para manejar cualquier tipo de situación que se presente

durante la operación y sellará después de cortar si es requerido tubería flexible o cable de registros que se usan durante la terminación de los pozos. [104]

Figura III. SCLSS de terminación de pozos para un VXT monobore
[98]



5. Un **sistema de control o Installation Control System del SCLSS**, el cual está diseñado en forma integral, para cumplir con la normatividad actual en lo que se refiere a CONTROL de cierres por emergencia (EDS) y a sistemas de conexión y desconexión rápida o Emergency Quick Disconnect (EQD).

VI. Sistema de control del SCLSS.

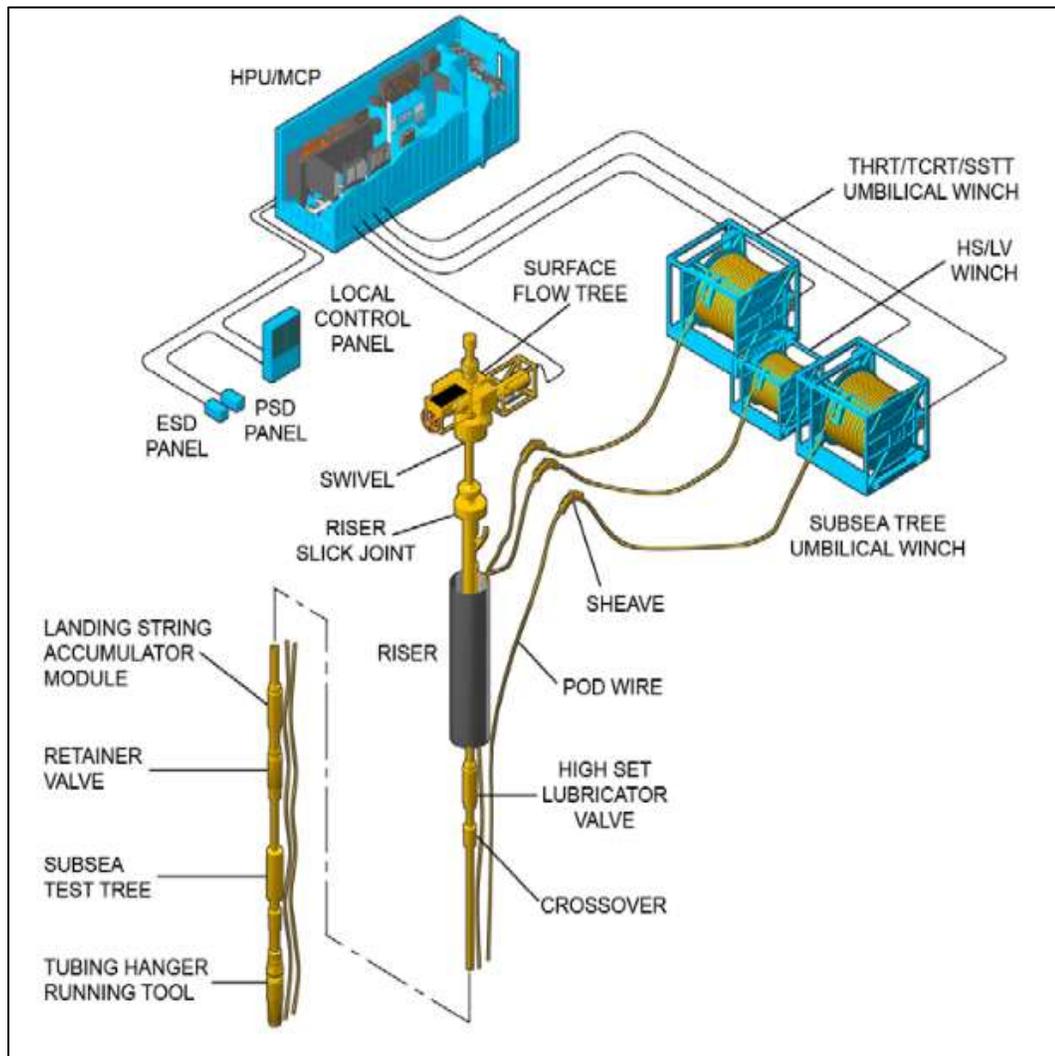
Los equipos superficiales y submarinos que se muestran en la **figura III**, interconectados entre sí, permiten la operación segura del **SCLSS** durante la

introducción del aparejo de producción, instalación del TH ya sea un el HXT o en el Tubing head del VXT y prueba la instalación del TH.

También, en la introducción del aparejo de producción como en la prueba de producción de pozo fluyendo y durante la intervención al pozo, permiten el control de los equipos de fondo de pozo, control e inyección de los químicos requeridos en el fondo de pozo, control de la operación de la SCSSV, mediante la generación de corriente eléctrica y presión hidráulica. Como función principal, al iniciar la desconexión cierran el pozo en forma segura, desarrollando finalmente la desconexión del riser de terminación de pozos y después la desconexión del riser de perforación.

En la **figura IV** se muestra un sistema de control del SCLSS para una presión de trabajo de 10,000 lb/pg2. Este sistema cumple con la norma ISO13628-7 Petroleum and natural gas industries – Design and operation of Subsea production systems Part 7: Completion and workover riser systems, donde se establece, entre otros muchos aspectos de diseño, las pruebas de integración del sistema o System Integration Testing (SIT) que deben realizarse previo a su operación. Las pruebas incluyen los equipos principales que deben intervenir en esta prueba son: el XT, el cabezal submarino o well head, los SSBOP y el TH con su herramienta para correr el TH. De la misma forma, permite la prueba SIT con equipos que simulen el comportamiento de todos estos elementos que deben probarse como sistema integral. [105]

Figura IV Componentes del sistema de control tanto submarinos y superficiales del SCLSS



[106]

En la siguiente tabla se muestran los nombres en español y sus acrónimos:

Tabla I.I Acrónimos

Nombre del componente en Inglés	Acrónimo	Nombre del componente en español
Installation Workover Control System	IWOCS LSA	Sistema de control del LSA para terminación de pozos
Multimode Hydraulic Power Unit/Master Control Panel rated for SIL-2 ESD and EQD	HPU/MCP/EQD	Unidad de potencia hidráulica multi modal con su panel de control maestro para un SIL 2 para operar un sistema de desconexión por emergencia y un sistema de desconexión rápida
XT umbilical and reel system with umbilical disconnect system		Umbilical del XT con su carrete automatizado que incluye el sistema de desconexión del umbilical

LS umbilical and reel system
 Lubricator Valve umbilical and reel system
 Surface Flow Tree umbilical
 Umbilical Deck Jumpers and Emergency Shutdown Panels
 Electrohydraulic Workover Control Module (WOCM) – optional o Riser Control Module
 Riser Monitoring and Management system - optional

WOCM

Umbilical del LSA con su carrete automatizado
 Umbilical de la válvula lubricadora y su carrete automatizado
 Umbilical del árbol superficial de pruebas
 Conexiones cortas de los Paneles de cierre por emergencia
 Módulo de control electrohidráulico - opcional
 Sistema de monitoreo del riser - opcional

Surface Equipment

7 1/16” 10,000 psi SIL-2 rated Surface Flow Tree (SFT) for ESD (Figura 1.5.4)

SFT for ESD

Wireline / Coil Tubing adapter
 Swivel
 Riser Slick Joint - also called Cased Wear Joint o cross over
 Upper Tension and Stress Joints
 Tension Frame - optional

WL/CT adapter

Equipo superficial del sistema de control

Árbol Superficial temporal de prueba de 7 1/13” para una presión de 10,000 psi y un SIL 2 para un sistema de desconexión por emergencia.
 Adaptador para conectar línea de acero o tubería flexible
 Unión Giratoria del riser
 Junta o conexión del riser
 Junta o Combinación del riser
 Juntas superiores para absorber y tensión y compresión del riser
 Marco sujetador de SFT - opcional

Riser System:

7 1/16” 10,000 psi non-rotating union nut adapter joints for the Riser Slick Joint, Lubricator
 Valves, Landing String Accumulator Module and the Retainer Valve
 Casing Riser Joints - optional

Componentes del riser de terminación de pozos

Tuerca unión no rotacional para el riser de terminación de pozos de 7 1/16” para 10,000 psi
 Válvulas, Acumulador de aceite hidráulico del LSA y válvula retenedora
 Tubería del riser de terminación de pozos

[101]

En las siguientes figuras se muestran los componentes principales de un SCLSS:

Figura V SCLSS sobre la cubierta de un MODU



- Herramienta para correr el Colgador de TP y base de pruebas del LSA.
- Árbol submarino de pruebas.
- Desconexión por emergencia.
- Tubo Corto.
- Junta del LSA.
- Válvula retenedora

[106]

Figura VI. Subsea Test Tree, Retainer Valve y Lubricator Valve



Subsea Test Tree



Retainer Valve



Lubricator Valve

[106]

Figura VII. Umbilicales y Carretes de umbilicales



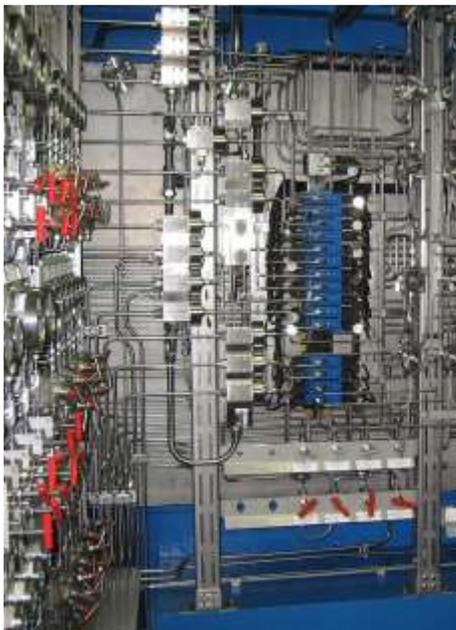
Umbilicales



Carretes automatizados de umbilicales

[107]

Figura VIII HPU/MCP y WOCM



Parte interna del gabinete de una HPU/MCP



Electrohydraulic Workover Control Module (WOCM) – optional o Riser Control Module

[106]

Figura IX Surface Flow Tree (SFT)



VII. Operación del SCLSS.

En las condiciones extremas de AP, es decir, a más de 1,000 metros de tirante de agua, pozos productores con H₂S y CO₂, alta presión (presiones de cierre de más de 300 kg/cm²), presencia de hidratos de gas (alta presión, baja temperatura, agua producida) etc. Los sistemas hidráulicos convencionales tienen importantes restricciones en cuanto al tiempo de respuesta ante un evento como un brote de gas o un descontrol de pozo.

En contraste, los controles electrohidráulicos de los SCLSS, su sistema de desconexión y sus válvulas, aunque a un precio un poco mayor, ofrecen grandes ventajas como:

1. Proveen un tiempo de respuesta ante un evento de cierre / desconexión del pozo menor a 25 segundos permitiendo al accionamiento de los ESD (Emergency Shut Down) del LMRP (Lower Marine Riser Package) de la plataforma de perforación en forma segura y confiable.
2. Proveen funcionalidad y flexibilidad en el manejo de datos de fondo de pozo mediante tecnología de comunicación eléctrica de alta velocidad.
3. Cuentan con la capacidad de controlar y operar el propio sistema a una velocidad y confiabilidad muy alta.

4. Cuentan con versatilidad del sistema por ser modular, lo cual se adapta a un gran rango de tirantes de agua y tipos de árboles submarinos.
5. Optimizan espacio y peso en cubierta.
6. Minimizan el tamaño del umbilical ya que requiere de dos cables para redundancia y de dos para suministro hidráulico uno de LP y HP.
7. Proporcionan diagnóstico de fallas de los equipos que integran el Landing String mediante dispositivos electrónicos conectados al RCM.
8. Incorpora redundancia minimizando una posible falla incrementando confiabilidad de control del pozo y conexión/desconexión por emergencia.
9. Minimiza costos y riesgos técnicos.
10. Permite direccionar señales para enviarlas a un cierto número de válvulas a través de un solo cable mediante comunicación eléctrica.
11. Permite las interfaces con el Intervención Workover Control System o IWOCS.

VIII. Diseño específico del SCLSS.

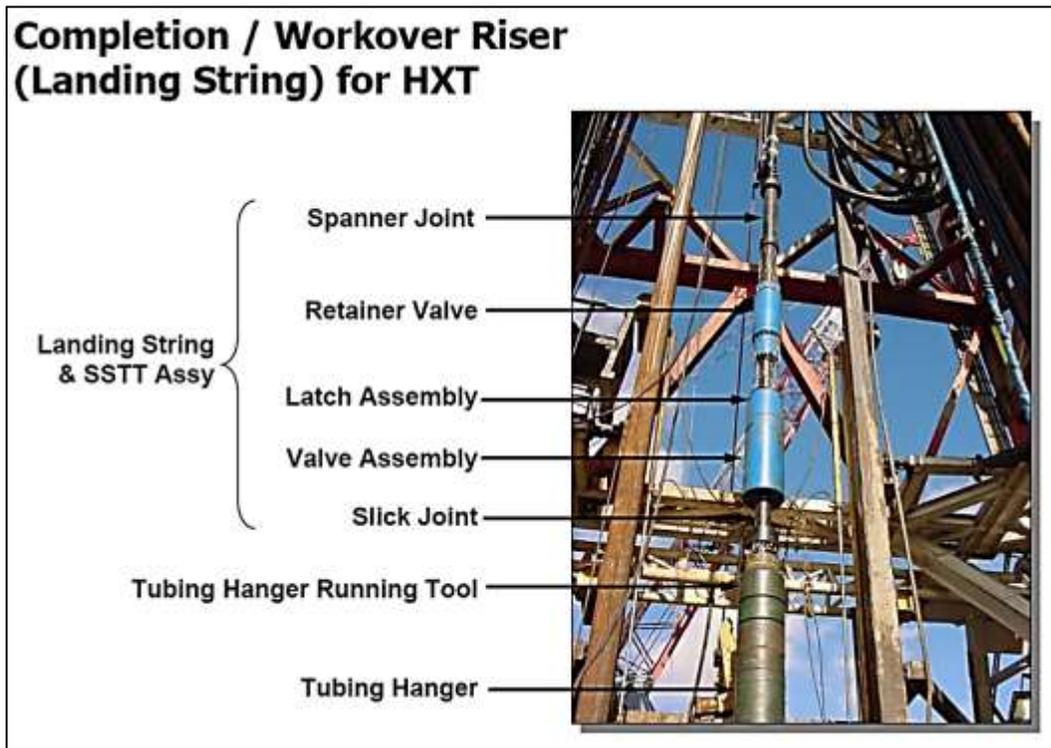
El **SCLSS (figura X)** se diseña para las condiciones de cada yacimiento, de cada pozo y para cada configuración del XT que se decida instalar. A continuación, se muestran algunos puntos como ejemplo del diseño que se debe realizar en función de los tres factores anteriores:

1. Se deben diseñar los puertos de control que permiten la operación del colgador de la tubería de producción en conjunto con su herramienta para instalar en el árbol submarino o Tubing Hanger Running Tool (THRT), lo cual es diferente para el VXT como para el HXT.
2. Se deben diseñar y adecuar los conductos hidráulicos y eléctricos para poder ejecutar funciones importantes tales como:
 - a. Control de cierre y apertura de la válvula de tormenta o Surface-Controlled Subsurface Safety Valve o SCSSV,
 - b. Control del gasto y de la presión para inyectar químicos requeridos para el control de deposiciones orgánicas e inorgánicas y para control de formación de hidratos de gas en fondo de pozo.
 - c. Envío de información de la línea eléctrica para el monitoreo de los sensores presión y temperatura del fondo de pozo.

- d. Se debe diseñar para permitir el paso interno de todos los componentes y las herramientas necesarias para instalar las barreras requeridas (Crown Plugs) en el Árbol Submarino Horizontal.

El SCLSS cuenta con un Módulo de Control del Riser o RCM el cual es una parte muy importante del sistema de control electrohidráulico del mismo equipo y alojará los componentes de control hidráulicos y eléctricos para el accionamiento de las funciones del sistema de desconexión (Subsea Tree) de la herramienta del colgador de tubería de producción o Tubing Hanger Running Tool (THRT) y de todas las funciones de fondo de pozo incluyendo la operación de las válvulas inteligentes de control de la producción de intervalo de fondo de pozo, la capacidad de inyección química y el monitoreo de los sensores presión-temperatura.

Figura X Equipo completo de un SCLSS durante la terminación de un pozo en aguas profundas



[108]

Anexo 2

Sistemas de control para intervenciones o reparación de los pozos.

En este anexo se presentan las herramientas para el control e intervención a pozos en aguas profundas.

I. Introducción.

Los sistemas submarinos para efectuar las intervenciones a pozos y sus sistemas de control cumplen las mismas funciones que los equipos submarinos que se utilizan para las terminaciones de los pozos, es decir, permitir el acceso a fondo y control del pozo, pero son equipos diferentes.

Dependiendo del XT y del tipo de intervención que se realice en el pozo como en equipos submarinos, se requieren diferentes sistemas submarinos de control, embarcaciones flotantes, equipos submarinos que permitan la conexión segura al árbol submarino y el ingreso a fondo de pozo, por lo que un VXT o un HXT representa un cambio notable para la planeación, programación y diseño de la intervención.

Para intervenir los pozos, operaciones programadas con anticipación, el tipo de XT es fundamental. A continuación, se muestran los puntos más importantes en la planeación de una reparación a un pozo: [109]

1. Identificar la causa del problema del pozo.
2. Determinar qué tipo de intervención se requiere para resolver el problema.
3. Determinar cuáles son las técnicas que se deben tomar en cuenta, el equipo requerido para ejecutar dicha intervención. El equipo requerido se refiere a equipo de fondo de pozo, el equipo submarino para control del pozo e interface con el XT y el equipo flotante necesario para poder efectuar la reparación del pozo.
4. Evaluar la rentabilidad, ventajas y limitaciones de todas las alternativas posibles para ejecutar la intervención.
5. Seleccionar la técnica adecuada para la operación.
6. Implementar los planes para efectuar operaciones seguras.
7. Analizar y evaluar los procedimientos y resultados de la operación.

Para efectuar las intervenciones a los pozos, los equipos submarinos que se requieren diseñar y manufacturar deben de cumplir con los siguientes requisitos:

- Deben de proveer una instalación y recuperación de los árboles submarinos verticales dentro de los estándares de seguridad y control de descargas al mar.
- Deben proveer una instalación y recuperación de los colgadores de tubería de producción durante la terminación del pozo, durante la intervención al pozo dentro de los estándares de seguridad y control de descargas al mar.
- Deben proveer una instalación y recuperación de los Tree Cap, los Crown Plugs de los HXT durante la terminación e intervención del pozo, dentro de los estándares de seguridad y control de descargas al mar.
- Deben permitir la intervención a fondo de pozo con línea de acero o con tubería flexible, de igual manera, dentro de los estándares de seguridad y control de descargas al mar.
- Durante las pruebas de presión producción a los intervalos que se intervienen, el equipo submarino debe permitir el flujo de los hidrocarburos el propio equipo hacia la superficie como al sistema de recolección y transporte submarino, por lo tanto, se requiere desarrollar un sistema de control o Workover control System que permita la operación del XT y la operación del sistema de control del pozo. dependiendo si es VXT o HXT.
- Debe de permitir realizar control del daño de la formación por lo que la máxima presión de trabajo del equipo permitirá trabajos de fracturamiento hidráulico.

II. Diseño de los LSA.

Los equipos submarinos para intervenir los pozos se dividen también en tres categorías: [110]

1. Equipos submarinos para intervenciones ligeras.
2. Equipos submarinos para intervenciones medias.
3. Equipos submarinos para intervenciones pesadas.

Cada uno de ellos se diseña en función de los siguientes factores:

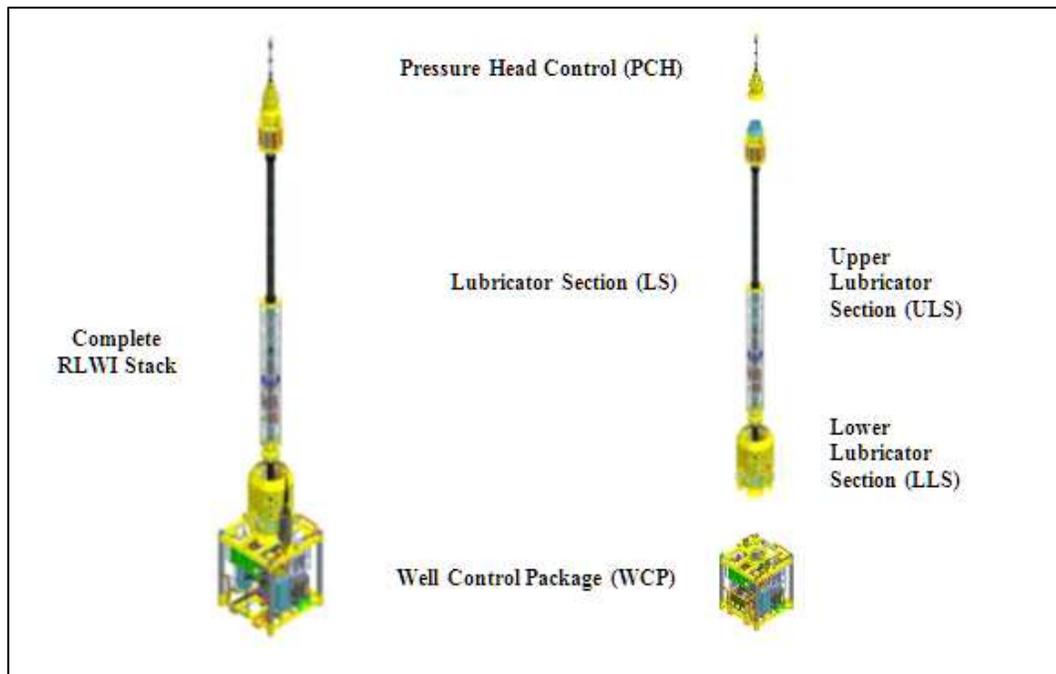
- a) Tipo de intervención al pozo.
- b) Tirante de agua.
- c) Tipo de embarcación.
- d) Tipo de XT.
- e) Entre otros.

Algunos equipos que se requieren para realizar las intervenciones y deben ser diseñados en función de los requerimientos específicos para cada pozo.

III. Para intervenciones ligeras y medianas

Como la que se muestra en la **figura XIV**, se requiere una embarcación tipo Multipurpose Service Vessel o MPSV, ver **figura XII**, con minisubmarino de control remoto o Remote Operated Vehicle ROV, ver **figura XIII**, un sistema de intervención a pozos sin riser, con su sistema de control que incluye la operación del XT o Riserless Well Intervention (RLWI) Stack con su IWOCS, equipo superficial de línea de acero, tubería flexible, Paquete de intervención a pozos o Workover Riser Package (WRP), entre otros, ver **figura XI**.

Figura XI Sistema submarino para intervenir pozo sin riser o Riser Less Well Intervention system (RLWI)



[111]

Figura XII Ejemplo de embarcación multi propósito para intervenciones a pozos.



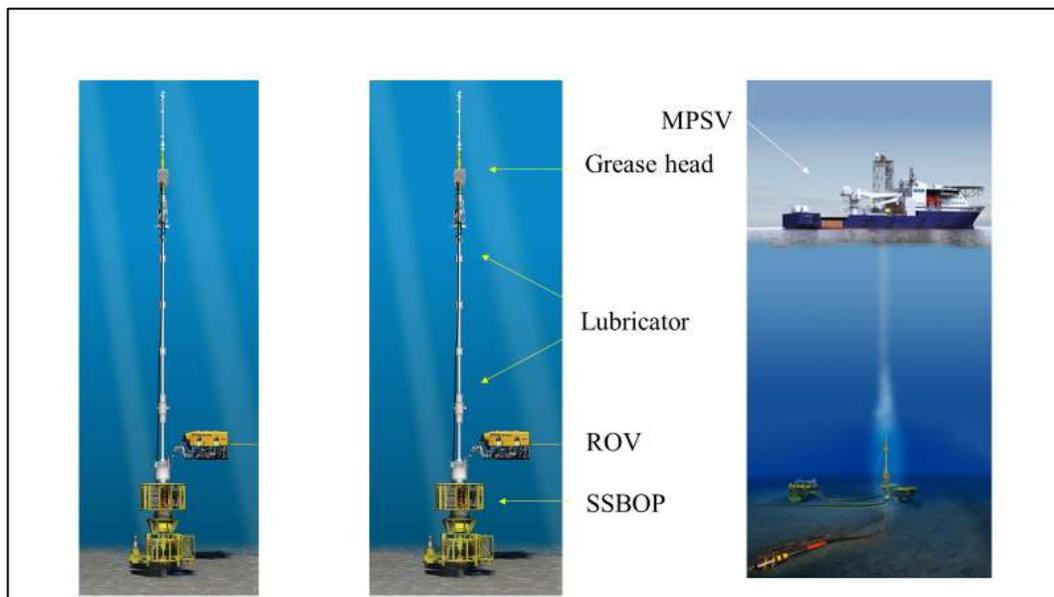
[112]

Figura XIII Ejemplo de ROV para intervenciones a pozos



[113]

Figura XIV Ejemplo de una Intervención a los pozos sin Riser (Riser Less Well Intervention RLWI)



[114]

La embarcación debe ser capaz en todos los aspectos de dar soporte para efectuar las operaciones de intervención a los pozos. La embarcación deberá incluir para las operaciones de intervención el sistema Intervención a pozo sin Riser (Riser Less

Well Intervention) con línea de acero y operaciones de intervención con tubería flexible por lo cual debe contar con los siguientes equipos: [115]

1. Embarcación de soporte para el equipo intervención instalado sobre cubierta (tubería flexible y línea de acero).
2. Sistema del Riser para conectarse del paquete submarino a la embarcación, para actividades de intervención y retorno de flujo en caso de que se requiera bombear fluido.
3. Espacio en cubierta dedicado para el equipo de intervención a pozos sin Riser y paquete de línea de acero.
4. Espacio en cubierta dedicado para el equipo de tubería flexible con equipos adicionales para actividades temporales asociadas con operaciones con TF.
5. Paquete de bombeo de fluidos al pozo con capacidad adecuada para manejo de volúmenes para el llenado del pozo a la profundidad total y para el tirante de agua.
6. Paquete de dos ROV para asistir operaciones de intervención a un tirante de agua máximo de 3,000 m.
7. Área sobre cubierta del barco que facilite el espacio para todos los equipos asociados con las de intervención a pozos.
8. La embarcación debe tener la capacidad de alojar el IWOCS para proporcionar el control de las funciones principales de árbol submarino, funciones de fondo de pozo y del equipo submarino de control de pozo incluidas el RLWI, siendo los componentes principales:
 - a. Unidad de potencia hidráulica.
 - b. Inyección de químicos.
 - c. Panel de control maestro o unidad de control electrónico portable.
 - d. Panel de control local.

e. Panel de paro de emergencia local.

f. Umbilicales.

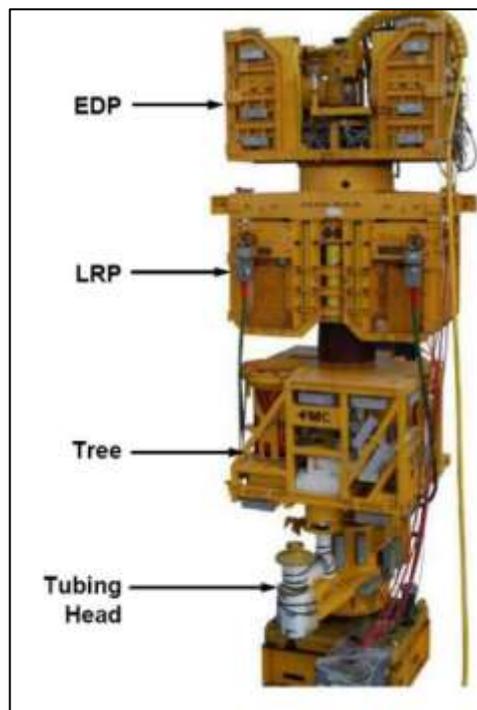
9. Carrete del umbilical con o sin compensador de movimiento.

10. Herramientas asociadas al IWOCS

IV. Para las intervenciones pesadas

Las intervenciones pesadas o reparaciones mayores se utilizan los siguientes equipos que van colocados sobre el XT al igual que los anteriores incluyendo el uso de un riser de terminación de pozos y una plataforma con equipo de reparación de pozos. (Figura XV).

Figura XV Equipo submarino para reparaciones mayores conectado a VXT



[60]

V. Operación resumida del sistema submarino de control de pozos para una reparación mayor.

Las funciones de control de pozo son el objetivo fundamental de estos sistemas. El acceso a fondo de pozo se realiza mediante el riser de terminación colgado de a plataforma de reparación de pozos, Sobre cubierta se encuentran los equipos para realizar la reparación mayor.

El sistema de control o IWOCs control tanto el XT como el sistema de control de pozo que está formado de:

- Un paquete de desconexión por emergencia o Emergency Disconnect Package el cual permite la desconexión del riser sin fugas del fluido de terminación al mar.
- Un paquete inferior del riser o Lower Riser Package que permite el cierre por emergencia en caso de desconexión del riser.
- Control del XT para con la operación del árbol durante la intervención y durante la instalación del TH con el aparejo de producción.

Mediante el control del sistema submarino para control de pozo y de las funciones del XT, la plataforma tiene el control que le permite realizar las operaciones de reparación de los pozos.

Referencias

- [1] CNH, "Rondas México," 2017. [Online]. Available: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>.
- [2] F. Barbosa, "Situación actual de Pemex en aguas profundas del Golfo de México," *Economía UNAM*, vol. 5, no. 15, 2008.
- [3] C. Comisión Nacional de Hidrocarburos, Recursos prospectivos de México: Área perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas del Golfo de México, 2019, pp. 43-50.
- [4] F. Barbosa, "Situación de los campos petroleros en aguas profundas de mundo," *Problemas del desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, 2009.
- [5] G. Zhang, H. Qu, G. Chen, C. Zhao, F. Zhang, H. Yang, Z. Zhao and M. Ma, "Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years the prospect of exploration," *Natural Gas Geoscience*, 2019.
- [6] B. Beaubouef, "Cognac pipeline stretched the boundary of deepwater," *Offshore*, 21 January 2020.
- [7] D. R. Schneider, "A history of a Gulf of Mexico Deepwater Subsea Production System Development Strategy," *Offshore Technology Conference*, 2001.
- [8] EconSouth, "Los hallazgos de petróleo en Brasil traen nuevos desafíos," *EcoSouth*, 2011.
- [9] Offshore Technology, "Deepwater development: outlook for 2018," 15 february 2018. [Online]. Available: <https://www.offshore-technology.com/features/deepwater-development-outlook-2018/>.
- [10] Shell Global, "Bonga North West - Overview," [Online]. Available: <https://www.shell.com/about-us/major-projects/bonga-north-west/bonga-north-west-overview.html>.
- [11] Offshore, "Shell ships first crude from Bonga," 4 January 2006. [Online]. Available: <https://www.offshore-mag.com/deepwater/article/16791645/shell-ships-first-crude-from-bonga>.

- [12] H. Li, M. Zhag, H. Chung and S. Fu, "China's deepwater development: subsurface challenges and opportunities," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020.
- [13] D. Zubrinic, "CROWN - Croatian World Network," 30 10 2011. [Online]. Available: <http://www.croatia.org/crown/articles/10193/1/Anthony-F-Lucas-b-Antun-Lucic-of-Split-Croatia-discoverer-of-the-the-first-major-gusher-in-Texas-in-1901.html>.
- [14] J. Watson, "WATSON POST," 11 3 2021. [Online]. Available: <https://www.watsonpost.com/subsea-xmas-tree/>.
- [15] C. H. Silva, R. Juiniti, L. A. Puppim and L. F. Neumann, "Marlim Field: The Evolution of Subsea Techniques and Hardware," *Offshore Technology Conference*, 1999.
- [16] Offshore, "Evolution of subsea well system technology," *Offshore*, 1 July 2006.
- [17] Cyberneticzoo.com, "Posts Tagged 'Atmospheric Roving Manipulator System'," 17 May 2015. [Online]. Available: <http://cyberneticzoo.com/tag/atmospheric-roving-manipulator-system/>.
- [18] cyberneticzoo.com, "1978 – WASP Atmospheric Diving Suit – Graham Hawkes (British)," 13 August 2015. [Online]. Available: <http://cyberneticzoo.com/underwater-robotics/1978-wasp-atmospheric-diving-suit-graham-hawkes-british/>.
- [19] Oceaneering, "Power Umbilicals," 2018. [Online]. Available: <https://www.oceaneering.com/datasheets/SDS-Power-Umbilicals-A4.pdf>.
- [20] Eden Enterprise, "The project definition," 2015. [Online]. Available: <https://www.theprojectdefinition.com/feed-front-end-engineering-and-design/>.
- [21] Y. Bai and Q. Bai, "Subsea Cost Stimation," in *Subsea Engineering Handbook*, 2010.
- [22] S. Moya, "InTech México Automatización," 20 julio 2017. [Online]. Available: <https://www.isamex.org/intechmx/index.php/2017/07/20/nivel-de-integridad-de-seguridad-sil-en-procesos-industriales/>. [Accessed agosto 2021].
- [23] Y. Bai and Q. Bai, "Subsea engineering handbook," in *subsea engineering handbook*, Elsevier, 2010.
- [24] J. Koto, "Application of Subsea Tree," in *Application of subsea tree*, Ocean and Aerospace Research institute, 2017.

- [25] DrillingFormulas.com, "What is a Vertical subsea Christmas Tree (Conventional Subsea Tree)?," August 2016. [Online]. Available: <https://www.drillingformulas.com/what-is-vertical-subsea-christmas-tree-conventional-subsea-tree/>.
- [26] M. C. G. G. D. Perrin, Oil and gas field development techniques, Well completion and servicing, Paris: Institut Francais du Petrole Publications, 1999.
- [27] S. Laik, Offshore Petroleum Drilling and Production, Taulor and Francis Group, 2018.
- [28] J. Cutler and J. C. Berger, Deepwater reference book, TotalFinaElf, 2000.
- [29] M. A. L. P. P. Alfano, "Deepwater christmas tree development," *Offshore Technology Conference*, pp. 57-65, 1989.
- [30] P. Thapa, "Design of the Subsea Tree," *Faculty of Engineering & Applied Science*, 2016.
- [31] R. A. Ferguson and A. Thomson, "Design, Preparation and Operation Aspects of the First Horizontal Subsea Trees Installed from Jack-Up," *SPE*, pp. 11-18, 1995.
- [32] Crumpton, "Subsea Completion and Intervention Riser System," Elsevier Ltd., 2018, pp. 681-721.
- [33] J. Koto, "Application of Subsea Tree," in *Application of subsea tree*, Ocean and Aerospace Research institute, 2017, p. 70.
- [34] T. P. a. R. H. S. Kelly, "Agbami field development - Subsea equipment systems, Trees, Manifold and Controls," *Offshore Technology Conference*, 2009.
- [35] P. S. K. Adamowicz, "Safety in subsea petroleum production systems: Subsea christmas tree case study," *Technical transactions*, 2016.
- [36] H. Crumpton, "Well control for completions and interventions," in *Well control for completions and interventions*, Elsevier, 2017.
- [37] DrillingFormulas.com, "What is a Horizontal Subsea Tree?," August 2016. [Online]. Available: <https://www.drillingformulas.com/what-is-a-horizontal-subsea-tree/>.
- [38] Offshore Magazine, "2019 Deepwater Technologies and Solutions for Concept Selection," 1 May 2019. [Online]. Available: <https://www.offshore-mag.com/resources/maps-posters/document/14036485/wood-2019-deepwater-technologies-solutions-for-concept-selection>.

- [39] L. G. Ucha, "Diseño del primer árbol submarino para desarrollo de campos en aguas profundas mexicanas," *Ingeniería Petrolera*, vol. 53, no. 3, pp. 178-193, Marzo 2013.
- [40] Master Flo, "Subsea choke valves and action," 2018. [Online]. Available: <https://www.masterflo.com/en/products/subsea-choke-valves-and-actuation/insert-retrievable-subsea-choke-valve/>.
- [41] Cameron, "Camcontrol Advanced multiplexed Subsea Production Control System," 2015. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/en/document/read/37722397/advanced-multiplexed-subsea-production-control-system-cedip>.
- [42] Womgroup, "Wellhead Products," January 2020. [Online]. Available: <https://womgroup.com/product/tubing-head-spools/>.
- [43] M. Raj, Well integrity - Christmas Tree acceptable leakage rate and sustained casing pressure, Aberdeen, 2014.
- [44] Cameron, "Subsea Chokes, Setting the industry standard, decade after decade," 2016. [Online]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/vl/brochure/subsea-chokes-br.ashx>.
- [45] S. Tattersall, "Choke valve technology in subsea environment," *Measurement and control*, pp. 104-108, 2016.
- [46] H. B. C. Skeels H.B., "The horizontal subsea tre: A unique configuration Evolution," *Offshore Technology Conference*, pp. 375-392, 1993.
- [47] J. Lavis, "drillers.com," April 2018. [Online]. Available: <https://drillers.com/shallow-mid-to-ultra-deepwater-definitions/>.
- [48] S. G. Mexicano, "Petroleo en México," Marzo 2017. [Online]. Available: https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Petroleo-en-Mexico.html.
- [49] Cameron, A Schlumberger Company, "Introduction to API Specification 6A," January 2020. [Online]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/sur/brochure/introduction-to-api-specification-6a.ashx>. [Accessed junio 2021].
- [50] OneSubsea, "HPHT Subsea Tree System," Junio 2021. [Online]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/subsea-production-systems/subsea-tree-systems/hpht-subsea-tree-system>.

- [51] OneSubsea, "Vertical dual-bore subsea tree system," junio 2021. [Online]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/subsea-production-systems/subsea-tree-systems/vertical-dual-bore-subsea-tree-system#related-information>.
- [52] OneSubsea, "Vertical Monobore Subsea Tree System," junio 2021. [Online]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/subsea-production-systems/subsea-tree-systems/vertical-monobore-subsea-tree-system>.
- [53] OneSubsea, "Horizontal Subsea Tree Systems," 2021. [Online]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/subsea-production-systems/subsea-tree-systems/horizontal-subsea-tree-system>.
- [54] One Subsea, "Standar Vertical Subsea Tree," 14 November 2019. [Online]. Available: <https://www.onesubsea.slb.com/-/media/onesubsea/files/brochure/oss-standard-vertical-subsea-trees-br.ashx>. [Accessed Junio 2021].
- [55] C. Wendler and M. Scott, "Testing and perforating in the HPHT Deep and Ultradeep Water Environment," *Society of Petroleum Engineering*, 2012.
- [56] Offshoreenergy, *OffshoreBook Oil & Gas*, Søren Dybdahl, 2014.
- [57] A. W. Kirk, E. V. Mook, T. Lusquinos and M. Keller, "20ksi 350f High Pressure High Temperature Enhanced Vertical Deepwatr The Development: Simplify, Eliminate, Integrate," *Offshore Technology Conference*, 2018.
- [58] News, Subsea World, "Offshore Energy," 13 December 2019. [Online]. Available: <https://www.offshore-energy.biz/onesubsea-20k-subsea-production-system-for-chevrons-anchor-field/>. [Accessed Junio 2021].
- [59] GMC, "Top Tension Riser System," 2017. [Online]. Available: <https://gmcdeepwater.com/top-tension-riser-systems-2/>.
- [60] FMC Technologies, "Well Access Sytem," 2008. [Online]. Available: <http://docplayer.net/62351809-Direct-vertical-access-dva-completion-workover-riser-cwor-riserless-light-well-intervention-rlwi.html>.
- [61] Y. Bai and Q. Bai, "Top Tensioned Risers," in *Bai, Yong; Bai, Qiang*, Elsevier, 2005.
- [62] L. G. Ucha, "Prueba de integracion SITde los sistemas Submarinos para la expltacion en aguas profundas," *Memorias del congreso*, 2013.

- [63] F. Lim, "Dry or Wet Trees in Deepwater Developments from a Riser System Perspective," *2H Offshore Engineering Ltd*, 2009.
- [64] D. Reid, M. Dekker and D. Nunez, "Deepwater Development: Wet or Dry Tree?," *Offshore Technical Conference*, 2013.
- [65] Dril-Quip, "Dry Tree Production Systems," 2018. [Online]. Available: <https://www.dril-quip.com/dry-tree-systems.html>.
- [66] Dril-Quip, "Dry Tree Production Trees," 2018. [Online]. Available: <https://www.dril-quip.com/dry-tree-production-trees.html>.
- [67] J. Y. Lu, V. L. Hansen, M. Viteri, M.-Y. Lee and L. Huyse, "Deepwater Dry Tree Semi Technology Readiness – Perspectives of," *Offshore Technology Conference*, 2013.
- [68] Construction Review Online, "SeaDrill awarded US\$1.1bn contract for ultra-deepwater drillship by Total Nigeria," October 2015. [Online]. Available: <https://constructionreviewonline.com/news/seadrill-awarded-us1-1bn-contract-ultra-deepwater-drillship-total-nigeria/>.
- [69] Aura Quantic, "Caso de éxito Pemex," [Online]. Available: <https://www.auraquantic.com/es/casos-de-exito/caso-de-exito-pemex/>.
- [70] Dril-Quip, "SPAR and TLP Drilling and Production Systems," 2014. [Online]. Available: <https://www.dril-quip.com/resources/catalogs/12.%20Spar%20and%20TLP%20Drilling%20and%20Production%20Systems.pdf>.
- [71] R. D'Souza, D. Anderson and D. Barton, "Offshore," 1 May 2002. [Online]. Available: <https://www.offshore-mag.com/field-development/article/16759829/dry-vs-wet-trees-on-production-platforms-with-direct-access-wells-in-ultradeepwater>.
- [72] M. Stanko, *Petroleum Production Systems*, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2020.
- [73] J. Stell, "Offshore Engineer," 1 July 2015. [Online]. Available: <https://www.oedigital.com/news/452137-wet-tree-vs-dry-tree-criteria>.
- [74] D. C. Shinn, "Most interesting deal of the year award? Noble scores big in newbuild jackup acquisition," *Offshore Energy*, 24 September 2018.

- [75] M. Theobald and C. Lindsey-Curran, "Benefits of All-Electrical subsea production systems," *Offshore Technology conference*, 2005.
- [76] T. Schwerdtfeger, B. Scott and J. v. d. Akker, "World-first all-electrical subsea well," *Offshore Technology Conference*, pp. 65-66, 2017.
- [77] L. Bouquier, J. P. Signoret and R. Lopez, "First application of the All-Electrical subsea production system - Implementation of new technology," *Offshore Technology Conference*, pp. 52-53, 2007.
- [78] Oil and Gas Journal, "North Sea test assesses all-electric subsea tree," 14 June 2014. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/ior-eor/article/17231255/north-sea-test-assesses-all-electric-subsea-tree>.
- [79] OneSubsea, "Hybrid Tree," *Offshore*, pp. 24-26, 2015.
- [80] Y. Wang, H. Z. D. Wang, M. Xu and M. I. I. S. F. Estefen, "Modeling for the Optimization Evaluation of Layout Scenarios of Subsea Cluster Manifolds Considering Three Connection Types," *Marine Technology Society Journal*, vol. 48, no. 6, pp. 98-111, November/December 2014.
- [81] Corrosion Science, "Sand erosion particle detector (SEPD)," 2011. [Online]. Available: <http://www.corrscience.com/products/erosion/sand-erosion-particle-detector-sepd/>.
- [82] Emerson, "Monitorización y detección de arena," 2020. [Online]. Available: <https://www.emerson.com/es-es/catalog/automation-solutions/measurement-instrumentation--5/sand-detection-monitoring/roxar-sam-acoustic-sand-monitor-es-es>.
- [83] J. C. Pimentel and G. A. Schneider, "Network topology protocol change from ControlNet to Ethernet/IP for a master control in a Subsea Production System," *ResearchGate*, p. December, 2016.
- [84] FMC Technologies, "Subsea Control systems," April 2008. [Online]. Available: <https://pdfcoffee.com/what-subsea-control-systems-low-res-pdf-free.html>.
- [85] T. Marine, "Subsea jumpers, harnesses and distribution," [Online]. Available: <http://www.teledynmarine.com/subsea-jumpers-harnesses-and-distribution>.
- [86] E. a. M. National Academies of Sciences, Appendix I, Drilling Riser Design, Washington, DC: The National Academies Press, 2018.

- [87] D. Snyder and B. Townsley, "Perdido Development; World's First Ultra-deepwater Drilling and Production Facility," *Offshore Technology Conference*, 2010.
- [88] G. Ju, H. Litell, T. Cook, M. Dupre, K. Clausing, E. Shumilak and W. Schoppa, "Perdido Development: Subsea and Flowline System," *Offshore Technology Conference*, May 2010.
- [89] BalticShipping.com, "Noble Clyde Boudreaux," [Online]. Available: <https://www.balticshipping.com/vessel/imo/8755364>.
- [90] Southern Publishing, "Coming through, Big drilling rigs draw big crowds," 13 May 2020. [Online]. Available: <https://www.portasouthjetty.com/articles/coming-through-12/>.
- [91] Oil and Gas Journal, "Schlumberger pioneers record deepwater open-hole gravel pack completions," 1 April 2010. [Online]. Available: <https://www.ogj.com/home/article/17282347/schlumberger-pioneers-record-deepwater-openhole-gravel-pack-completions>.
- [92] L. A. Olijnik and D. A. L. Caze, "Parque Das Conchas (BC-10) Subsea hardware systems: selection, challenges and lessons learned," *Offshore Technolog Conference*, 2010.
- [93] Y. Bai and Q. Bai, "26. Subsea Processing," in *Subsea Engineering Handbook*, 2019, pp. 769-804.
- [94] J. Halkyard, "Large Spar Drilling and Production Platforms for Deep Water Oil and Gas," in *Large Floating Structures*, Ocean Engineering & Oceanography, 2014, pp. 221-260.
- [95] Shell, "Perdido world's deepest offshore drilling and production platform," *Offshore; Oil and Gas Journal*.
- [96] Oil and Gas Journal, "H&Ps Rig 205 ready for Perdido Spar drilling, completions, interventions," 2010.
- [97] G. Plessis, A. Muradov, S. Forrester, J. Brock and L. Sanclemente, "Large-diameter completion string saves time on landing and intervention operations," *World Oil*, vol. 238, no. 8, August 2017.
- [98] D. J. More, "Advances in Landing String technology for Completion and Intervention Operations with Deep Water," *Offshore Technology Conference*, 2003.
- [99] EXPRO, "Completion and intervention horizontal trees systems," [Online]. Available: <https://www.expro.com/products-services/subsea/subsea-test-tree-assemblies/horizontal-tree-systems>.

- [100] Verdict , "Flint Subsea," 2021. [Online]. Available: <https://www.offshore-technology.com/contractors/emergency/flint-subsea/>.
- [101] Total, "Workover Subsea completion systems for Horizontal tree," September 2008. [Online]. Available: <https://qdoc.tips/landing-jointdf-pdf-free.html>.
- [102] EngStack, "What do landing strings do as part of the completion string?," 2015. [Online]. Available: <https://www.engstack.com/questions/what-do-landing-strings-do-as-part-of-the-completion-string-dvqdj82tmqwn/>.
- [103] J. Scranton, F. D. d. Morais, Z. Florez and Z. Haddad, "Challenges in the Completion of Ultradeepwater, High-pressure Gulf of Mexico fields using an Electrohydraulic Operated Landing String," *Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute*, 2010.
- [104] TechnipFMC, "Landing String System," 2018. [Online]. Available: <https://www.technipfmc.com/media/t4hhewyc/landingstringsystem-brochure-web.pdf>.
- [105] I. Marius, F. Kristin, K. Marianne and N. Salman, "The Level of Automation in Emergency Quick," *Journal of Marine Science and Engineering*, February 2008.
- [106] FMC Technologies, "Landing String," 2014. [Online]. Available: <http://docplayer.net/32697945-Technical-description-landing-string.html>.
- [107] JDR Cable Systems , "Self-supporting iwocs systems," 2012. [Online]. Available: <https://www.jdrables.com/oil-gas/iwocs/open-water-iwoc-umbilical-systems/>.
- [108] H. Crumpton, Well Control for Completions and Interventions, Gulf Professional Publishing, 2018.
- [109] S. Khurana, B. DeWalt and C. Headworth, "Well Intervention Using Rigless Techniques," *Offshore Technology Conference*, 2003.
- [110] D. Harrold and B. J. Saucier, "Design of Well Completion and Intervention Systems for Deployment from Dynamically Positioned Vessels," *Offshore Technology Conference*, 2003.
- [111] A. Keprate and M. A. Mohammed, "Appraising the Module Deployment Operation in the RLWI Units," *Journal of Shipping and Ocean Engineering*, 2014.
- [112] Island Offshore Group, "Island Frontier's contract completed," September 2019. [Online]. Available: <https://www.islandoffshore.com/our-stories/island-frontiers-contract-completed>.

- [113] Oceaneering International, "ROV Systems," 2021. [Online]. Available: <https://www.oceaneering.com/rov-services/rov-systems/>.
- [114] FMC Technologies, "Riserless light well intervention," 2018. [Online]. Available: https://www.technipfmc.com/media/fmwmxe42/ss0025-brochure_rlwi_digital.pdf.
- [115] H. J. Lindland and O. Inderberg, "New Well Intervention Technology That Will Enable Increase In Recovery Rate," *Offshore Technology Conference*, 2003.
- [116] [Online].
- [117] Leedeo Engineering , "Leedeo Engineering Líderes en servicios de Ingeniería y RAMS," [Online]. Available: <https://www.leedeo.es/>.
- [118] D. Galvan, G. McVinnie and B. Dindoruk, "Perdido Development: Unified Fluid Model (UFM) for Integrated Production System Modeling (IPSM)," *Society of Petroleum Engineers*, 2014.
- [119] R. Mardhian, "Pipe-in-pipe," 2015. [Online]. Available: <https://riomardhian.wordpress.com/2015/01/27/pipe-in-pipe/>.
- [120] Drill-Quip, "Subsea Tie-Back Systems," 2014. [Online]. Available: <https://www.drill-quip.com/resources/catalogs/18.%20Subsea%20Tie-Back%20Systems.pdf>.