



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Fabricación e instalación de
árbol horizontal submarino
para la terminación de pozos
en aguas profundas**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero petrolero

P R E S E N T A

Juan José Jiménez Ramos

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. Luis Guillermo Ucha Gómez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Agradecimientos

El trabajo desarrollado en esta tesis surgió a partir de mi interés en adquirir conocimientos tanto del diseño como de la ejecución de proyectos de perforación y terminación en aguas profundas, por tal motivo, acudí a la asesoría de un experto en la materia, el cual es el Ingeniero Héctor Arredondo Maldonado, quien laboró en Petróleos Mexicanos y en la empresa British Petroleum en proyectos de perforación y terminación en aguas profundas, y está familiarizado con la fabricación e instalación de árboles submarinos, lo cual fue de mucha ayuda, ya que, el presente documento abarca tanto temas de diseño e ingeniería como operativos con base en la experiencia de mi asesor. Por tal motivo, le agradezco, por su apoyo, entusiasmo, tiempo y haberme guiado en este tema de alto nivel técnico.

Al Maestro Luis Guillermo Ucha, por el apoyo mostrado en el desarrollo de este tema de tesis y otros proyectos.

A mis sinodales, el Ing. Israel Castro Herrera, el M.C. Víctor Juan López Hernández, el M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides y el Ing. Daniel Marure Valdez, por su tiempo para la revisión de esta tesis y aporte de conocimientos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por todos estos años de brindarme una educación de calidad y de los mejores momentos de mi vida.

Dedicatorias

A Frida, por ver en mí lo que pocos, me haces ver la vida de diferente manera.

A mi padre, gracias por todo el cariño, apoyo y paciencia que siempre me has brindado, este logro también es tuyo.

Muy especialmente, a mi madre, gracias por convertirme en la persona que soy hoy, por ser mi faro y mi brújula durante tantos años, hoy empiezo a cumplir un sueño que sé que también fue tuyo.

Sé que, si el cielo no estuviera tan lejos, hoy y siempre estarías junto a mí.

“Cuando te sientas cansado,
podrás recuperarte un rato,
más nunca desistir, nunca te
sientas vencido”

Resumen

En México, se consideran aguas profundas, tirantes de agua mayores a 500 metros. Entre las operaciones que se pueden realizar, está la terminación de pozos. Dentro de los componentes necesarios para la terminación, resalta el árbol de válvulas, también llamado árbol de navidad (XT por sus siglas en inglés). El XT es un conjunto de válvulas, medidores, sensores, etc. que sirven para controlar la producción. En aguas profundas existen dos tipos de árboles: verticales y horizontales. En este trabajo de tesis se profundizará en el árbol horizontal (HXT). El valor agregado de esta tesis radica en la parte de fabricación del árbol; la información e imágenes recabadas han sido obtenidas a partir de la experiencia operativa de un caso real. El proceso de fabricación descrito va desde la primera forja hasta concluir cuando se está listo para su entrega final. Otra parte fundamental del trabajo consta en describir la secuencia de terminación con HXT, dicha secuencia comienza cuando se instala el árbol, posteriormente se realizan actividades de terminación inferior, superior y a su vez se instalan los equipos portátiles para el control de pozo (IWOCs); finaliza cuando se desinstalan todos los equipos usados para la terminación del pozo y el equipo de perforación abandona la localización. Una vez instalado el árbol, se llevan todas las funciones del árbol desde una estación remota (plataforma o en tierra) a través de un umbilical. Del presente trabajo se concluye que es importante saber el funcionamiento del HXT, así como los requerimientos para su instalación y funcionamiento durante la terminación submarina de pozos en aguas profundas.

Abstract

In Mexico, deep waters are considered greater than 500 meters. One of the common operations, is the completion of wells. Well completion components, include tree valve, also called Christmas tree (XT for its acronym). The XT is a set of valves, gauges, sensors, used to control production. For deep water application there are two types of subsea trees: Vertical and Horizontal. This thesis work will develop the Horizontal Tree (HXT) features. The added value of this thesis focusses to tree manufacturing; the information and images collected have been obtained from the operating experience of a real case. The manufacturing process described goes from the first forging to the end when it is ready for final delivery. Another fundamental part of the work consists of describing the completion sequence using HXT in the completion phase, this sequence begins when the tree is installed, later, on the lower and upper completion activities are carried out, portable well control equipment (IWOCs) is installed; ends when all equipment used for well completion is uninstalled and the drilling rig move out the location. Once the HXT is installed, all the functions of the tree are operated from a remote station (platform or on the ground) through an umbilical line. Final conclusion of this document includes the knowledge of HXT components, installation and functions, in subsea well completion in deep waters projects.

Contenido

Resumen	3
Abstract	4
Lista de figuras	7
Lista de tablas	10
Acrónimos	11
Introducción	15
1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas	18
1.1 Filosofía de terminación	18
1.2 Terminación de fondo de pozo.....	26
2. Tipos de árboles Submarinos (HXT, VXT)	72
2.1 Criterios de selección.....	73
2.2 Árbol Vertical.....	73
2.3 Árbol Horizontal.....	78
3. Diseño del árbol submarino horizontal	81
3.1 Elementos del árbol horizontal.....	81
3.2 Criterios de diseño del árbol horizontal.....	91
4. Fabricación del árbol submarino horizontal	95
4.1 Terminación submarina.....	95
4.2 Proceso de fabricación.....	95
4.3 Distribución de un árbol armado.	107
4.4 Pruebas (funcionamiento-hermeticidad).	117
5. Aspectos de seguridad	121
5.1 Barreras de seguridad.....	121
5.2 Interfaces con otros elementos.	124
6. Instalación del árbol horizontal	125
6.1 Requerimientos logísticos.....	125

6.2 Procedimiento de instalación.	128
6.3 Principio de operación del árbol.....	134
Conclusiones	136
Bibliografía	138

Lista de figuras

Figura 1.1 Explotación de dos intervalos.....	19
Figura 1.2 Clasificación de plataformas	20
Figura 1.3 Aseguramiento de flujo.....	21
Figura 1.4 Plataforma.....	25
Figura 1.5 Antes y después del lavado de pozo.....	27
Figura 1.6 Proceso de lavado de pozos	29
Figura 1.7 Parámetros del disparo	34
Figura 1.8 Arena consolidada.....	35
Figura 1.9 Diagrama de fases para asfaltenos.....	37
Figura 1.10 Diagrama de fases para un hidrato con una mezcla de gases.....	38
Figura 1.11 Diagrama de fases para ceras	39
Figura 1.12 Aislamiento.....	40
Figura 1.13 Frack pack.....	42
Figura 1.14 Flujo de fractura	43
Figura 1.15 Presión interna aplicada a la tubería de producción.....	46
Figura 1.16 Tensión aplicada a la tubería de producción.....	47
Figura 1.17 Grado de colapso dependiendo del grado de acero.....	48
Figura 1.18 Tabla para cálculo de constantes.....	50
Figura 1.19 Esfuerzos axial, radial y tangencial	51
Figura 1.20 Acero recomendado según la presión parcial de H ₂ S y CO ₂	55
Figura 1.21 Efecto de la temperatura con la cedencia de la tubería	56
Figura 1.22 Efecto Buckling.....	60
Figura 1.23 Suma de movimientos.....	62
Figura 1.24 Empacadores permanentes	63
Figura 1.25 Empacadores recuperables	64
Figura 1.26 Representación gráfica de la Ecuación de Von Misses.....	68
Figura 2.1 Tubing head spool.....	74
Figura 2.2 Spanner joint	75
Figura 2.3 Paquete inferior del riser (LRP)	76

Figura 2.4 Paquete de desconexión de emergencia (EDP)	76
Figura 2.5 Conjunto completo	77
Figura 2.6 Flujo a través de un árbol vertical	77
Figura 2.7 Árbol horizontal	79
Figura 2.8 Flujo a través de un árbol horizontal	79
Figura 3.1 Componentes de un árbol horizontal.....	82
Figura 3.2 Tubing Hanger de un árbol horizontal	83
Figura 3.3 Configuración típica de penetraciones de un TH	84
Figura 3.4 Tubing Hanger Running Tool	85
Figura 3.5 Conector Hidráulico de árbol.....	86
Figura 3.6 Configuración de válvulas de un árbol	87
Figura 3.7 Estrangulador de producción submarino.....	87
Figura 3.8 Tapa del árbol submarino.....	88
Figura 3.9 Configuración de un módulo de control submarino (SCM).....	89
Figura 3.10 PTT en un árbol submarino	90
Figura 3.11 Tree Running Tool.....	91
Figura 4.1 Forja del árbol	96
Figura 4.2 Resultado de la forja del árbol.....	96
Figura 4.3 Secuencia de pasos B, C, D y E	97
Figura 4.4 Prueba de Spool Body	98
Figura 4.5 Bonetes para válvulas de la parte frontal	99
Figura 4.6 Bonetes para válvulas de la parte trasera	100
Figura 4.7 Válvulas de producción	101
Figura 4.8 Válvulas anulares	101
Figura 4.9 Válvula de inyección de químicos (CIV)	101
Figura 4.10 Instalación de las válvulas PMV y AMV en el Spool Body	102
Figura 4.11 Armado del Bloque Anular con las válvulas AWV y AAIV	102
Figura 4.12 Armado del Bloque de Producción con las válvulas XO y la PWV	103
Figura 4.13 Actuadores	103
Figura 4.14 Instalación de líneas hidráulicas	104
Figura 4.15 Instalación de RPM	105

Figura 4.16 Número de serie del árbol.....	106
Figura 4.17 Bore protector.....	107
Figura 4.18 Diagrama 1 Vista aérea HXT	107
Figura 4.19 Diagrama 2 Vista aérea HXT	108
Figura 4.20 Diagrama Vista frontal.....	109
Figura 4.21 Vista frontal de HXT	109
Figura 4.22 Diagrama Vista lado de producción.....	110
Figura 4.23 Vista lado de producción de HXT	111
Figura 4.24 Diagrama Vista lado anular	111
Figura 4.25 Vista lado anular de HXT	112
Figura 4.26 Diagrama Vista trasera.....	113
Figura 4.27 Vista trasera de HXT	113
Figura 4.28 Flujo a través de un árbol horizontal	114
Figura 4.29 Diagrama 1 Flujo a través de un HXT	114
Figura 4.30 Diagrama 2 Flujo a través de un HXT	115
Figura 4.31 Diagrama de flujo 1	115
Figura 4.32 Diagrama de flujo 2	116
Figura 4.33 Procedimiento EFAT	118
Figura 5.1 Barreras de pozo.....	121
Figura 5.2 Interfaces con el árbol.....	124
Figura 6.1 Instalación del árbol con tubería (izquierda) y con cable (derecha)	125
Figura 6.2 IWOCS	126
Figura 6.3 Sub Sea Test Tree	127
Figura 6.4 Electro – Hydraulic Control System.....	128
Figura 6.5 Instalación de árbol, BOP, líneas eléctricas e hidráulicas	129
Figura 6.6 Trabajos de terminación inferior y superior.	130
Figura 6.7 Medición e instalación de tapones	131
Figura 6.8 Pasos finales de la terminación.....	132
Figura 6.9 Elementos de instalación de los IWOCS.....	133
Figura 6.10 Conjunto de producción	135

Lista de tablas

Tabla 1.1 Análisis de riesgos.....	22
Tabla 1.2 Elementos que afectan al flujo	37
Tabla 1.3 Rangos de tubería	45
Tabla 1.4 Grados de tubería.....	45
Tabla 1.5 Factores de diseño	53
Tabla 1.6 Nivel de riesgo por corrosión	54
Tabla 1.7 Factores de reducción.....	56
Tabla 1.8 Clasificación de salmueras	69
Tabla 1.9 Máxima solubilidad en salmueras	69
Tabla 1.10 Tipos de salmueras	70
Tabla 3.1 Presiones de trabajo	92
Tabla 3.2 Temperaturas de trabajo.....	93
Tabla 3.3 Requerimientos mínimos de material.....	93
Tabla 5.1 Well Barrier	122
Tabla 6.1 Tipos de equipos	125

Acrónimos

Acrónimo	Significado en inglés	Significado en español
AAV	Annulus Access Valve	Válvula de Acceso Anular
AMV	Annulus Master Valve	Válvula Maestra Anular
API	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo
ASJ	Annular Slick Joint	-
AWV	Annulus Wing Valve	Válvula Anular de Ala
BFS	Base Fluid Spacer	Espaciador Fluido Base
BOP	Blowout Preventer	Preventor de reventones
CIT	Chemical Injection to Tree	Inyección de químicos al árbol
CPTV	Crown Plug Test Valve	Válvula de prueba de tapones corona
CSVC	Common Smartwell Valve Close	-
CVC	Cameron Vertical Connection	Conector Vertical
EDP	Emergency Disconnect Package	Paquete de desconexión de emergencia
EFAT	Extended Factory Acceptance Test	Prueba extendida de aceptación de fábrica
EFL	Electrical Flying Lead	Línea eléctrica
EOR	Enhanced Oil Recovery	Recuperación mejorada de petróleo
EP	Electric Penetrator	Penetrador eléctrico
FAT	Factory Acceptance Test	Prueba de aceptación de fábrica
FLIV	Flowline isolation Valve	Válvula de aislamiento de línea de flujo

Acrónimo	Significado en inglés	Significado en español
FPSO	Floating Production Storage & Offloading	Buques de producción flotante de almacenamiento y descarga
GTV	Gasket Test Valve	Válvula de prueba de junta
HFL	Hydraulic Flying Lead	Línea Hidráulica
HPU	Hydraulic Power Unit	Unidad hidráulica de poder
THRT	Tubing Hanger Running Tool	Herramienta para correr el colgador de tubería
THST	Tubing Hanger Seal Test	Prueba de sello del colgador de tubería
HXT	Horizontal X-mas Tree	Árbol de navidad horizontal
ICV	Intelligent Control Valve	Válvula de control inteligente
IOR	Improved Oil Recovery	Recuperación de petróleo mejorada
ITC	Internal Tree Cap	Tapa interna del árbol
IWOCS	Installation & Workover Control System	Sistema de instalación y reacondicionamiento
LDHI	Low-dosage Hydrate Inhibitors	Inhibidores de hidratos en dosis bajas
LRP	Lower Riser Package	Paquete inferior del riser
LS	Landing String	-
LSVO	Lower Smartwell Valve Open	-
MSC	Master Control System	Sistema maestro de control
NPT	Nominal Pipe-Thread	Rosca de tubo nominal
NTU	Nefelometric Turbidity Unit	Unidad de Turbidez Nefelométrica
OBM	Oil-Based Mud	Lodo base aceite

Acrónimo	Significado en inglés	Significado en español
PCT	Pressure Crystallization Test	Prueba de presión de cristalización
PETU	Portable Electronic Testing Unit	Unidad portátil electrónica de prueba
PLET	Pipeline End Termination	-
PMV	Production Master Valve	Válvula maestra de producción
PT	Pressure / Temperature	Presión / Temperatura
PTT	Pressure Temperature Transmitter	Sensor de Presión / Temperatura
PWV	Production Wing Valve	Válvula de ala de producción
ROV	Remotely Operated Vehicle	Vehículo operado de forma remota
RPM	Retrievable Process Module	Módulo de proceso recuperable
RV	Retainer Valve	Válvula retenedora
SCM	Subsea Control Module	Módulo de control submarino
SDU	Subsea Distribution Unit	Unidad de distribución submarina
SFT	Surface Flow Tree	Árbol de flujo superficial
SS	Separation Spacer	Espaciador de separación
SCSSV	Surface-Controlled Subsurface Safety Valve	Válvula de seguridad subterránea controlada desde la superficie
SSTT	Subsea Test Tree	Árbol de prueba submarino
TCT	Tree Cap Test	Prueba de tapa del árbol
TH	Tubing Hanger	Colgador de tubería

Acrónimo	Significado en inglés	Significado en español
THI	Tree Hydraulic-inner Tree	-
THS	Tubing Head Spool	-
THST	Tubing Head Seal Test	-
TRT	Tree Running Tool	Herramienta para correr el árbol
TS	Transition Spacer	Espaciador de transición
TT	Thermal Test	Prueba térmica
TWI	Thermodynamic Wax Inhibitor	Inhibidor termodinámico de cera
USVO	Upper Smartwell Valve Open	-
UTH	Umbilical Termination Head	-
VXT	Vertical X-mas Tree	Árbol de navidad vertical
WBE	Well Barrier Element	Elemento de barrera de pozo
WBM	Water-Based Mud	Lodo base agua
WS	Wash Spacer	Espaciador de lavado
XOV	Crossover Valve	-
XT	X-mas Tree	Árbol de navidad

Introducción

Se ha discutido mucho sobre los conceptos de "peak oil" y de "cheap oil", si bien el primero es adecuado, no será por falta de recursos disponibles el que se tenga un pico en la producción mundial de petróleo crudo, sino por razones económicas y/o ambientales que harán que migremos a otros combustibles. Por otro lado, es importante señalar que el petróleo nunca ha sido barato, y realmente lo que se han agotado son depósitos de aceite que demanden menor nivel de exigencia técnica. El petróleo más interesante de extraer es lo que viene en el futuro próximo, especialmente en nuestro país, pero debemos asegurarnos de que estamos preparados para extraerlo. En México, enfrentaremos grandes retos para incrementar la producción de aceite y gas, así como para mantener una tasa de restitución de reservas del 100% o inclusive incrementarla (Rangel German, 2010). Entre los principales, destacan:

- Yacimientos naturalmente fracturados.
- Shale gas / Shale oil.
- IOR – EOR.
- Petróleo crudo pesado y extrapesado.
- Aguas Profundas.

A pesar de representar más del 92 % de la superficie de los océanos, las zonas profundas han sido las menos exploradas. La mayoría de las actividades humanas relacionadas con el mar se realizan en la franja costera, generalmente en la plataforma continental (0 - 200 m de profundidad) y las grandes extensiones oceánicas sólo se usan para el transporte marítimo y la pesca comercial. Es en 1892 que el buque de investigación "Albatross" recorrió por primera vez parte de la región oceánica de México. Este buque de vapor logró efectuar muestreos hasta más de 4000 m de profundidad (Zamorano et al., 2014) .

El concepto de desarrollo de campos submarinos fue presentado a principios de 1970, cuando se colocaron por primera vez cabezales, árboles de navidad y equipo de producción en el fondo marino, modificando el nombre a cabezales submarinos, árboles submarinos y equipo de producción o infraestructura submarina.

Estos componentes habían sido diseñados para cumplir con los requerimientos de campos de tierra, sin embargo, para ser colocados en el fondo del mar a condiciones diferentes, se diseñaron unas cámaras selladas, con objeto de soportar las difíciles condiciones submarinas. Los hidrocarburos producidos fluirían del pozo a una instalación de producción cercana en tierra o ubicada en una plataforma fija. Este fue el concepto inicial del término conocido hoy como Ingeniería Submarina (Subsea Engineering) y los sistemas que tienen uno o varios pozos y equipo asociado debajo de la superficie del mar se refiere a sistemas submarinos de producción (Subsea Production Systems) (Ucha Gómez, 2013).

El entorno de Aguas Profundas plantea varios desafíos y limitaciones en las operaciones de perforación de pozos. Estos desafíos incluyen, entre otros, condiciones climáticas duras y hostiles, distancia de la costa, profundidad del agua, seguridad del personal y piratería en algunos casos. Todo esto se puede gestionar con éxito y lograr la excelencia operativa a través de enfoques innovadores.

Los desafíos antes mencionados, si no se reconocen y abordan adecuadamente, especialmente durante la fase de planificación del pozo, se manifestarán en última instancia como tiempo de inactividad no programado, exposición de alto riesgo, bajo rendimiento operativo y, sobre todo, aumento en el costo general del pozo (Onugbolu et al., 2012).

Entrando más en contexto con los árboles de navidad submarinos, se sabe que el primer árbol de navidad primitivo fue utilizado por los hermanos Hamill para controlar Spindletop. Consistía en una válvula en T, con una válvula de 6 y 8 pulgadas en la tubería vertical y una válvula de 6 pulgadas en la tubería horizontal.

El árbol submarino instalado más profundo se encuentra en el Golfo de México (Estados Unidos) a aproximadamente 2700 m (9000 pies). Los límites técnicos actuales son de hasta alrededor de 3000 metros y temperaturas de trabajo de -50 °F a 350 °F con una presión de hasta 15 000 psi (Gakuo W., 2022).

Un árbol submarino es un conjunto de válvulas, como lo son válvulas maestras, de ala y de aguja, carretes y accesorios, que se usa para pozos de petróleo y gas. El árbol submarino se instala en la parte superior del cabezal del pozo. Cuando el pozo y las instalaciones están listas para producir y recibir petróleo o gas, se abren las válvulas

de árbol inferiores, las válvulas maestras y las válvulas de ala y se permite que los fluidos de formación pasen a través de una línea de flujo.

La función principal de un árbol submarino es controlar el flujo, generalmente de petróleo o gas, que sale del pozo. Un árbol submarino a menudo proporciona numerosas funciones adicionales que incluyen: (Koto, 2017)

- Puntos de inyección de productos químicos, agua y gas. En Aguas Profundas es común la formación de hidratos, por lo cual es indispensable contar con la inyección de un inhibidor de hidratos.
- Medios de intervención de pozos.
- Medios de alivio de presión.
- Monitoreo de la presión, la temperatura, la corrosión, la erosión, la detección de arena, el caudal, la composición del caudal, la retroalimentación de la posición de la válvula y el estrangulador.

Existen dos tipos de árboles submarinos, el vertical y el horizontal. En este trabajo se desarrollará a fondo el tema del árbol horizontal.

Uno de los principales aportes de este trabajo es que parte de él, está basado en la experiencia operativa obtenida de un caso real de la fabricación de un árbol horizontal; a partir de ella se plasman todos los detalles de la instalación, tanto del árbol como del sistema de control de pozo, además de dar una explicación general de la fabricación y componentes del HXT.

La importancia de tocar este tipo de temas es que como se menciona al principio de esta introducción, el desarrollo de proyectos en aguas profundas es uno de los grandes retos para nuestro país, y uno de los objetivos de llevar a cabo esta tesis enfocado a este ámbito, es poderle brindar información a los estudiantes y personas en general que estén interesados en él.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

1.1 Filosofía de terminación

Cuando hablamos de filosofía de terminación, nos referimos a ciertos aspectos muy importantes que debemos tener en cuenta para el diseño de la terminación de nuestros pozos, ya que, de no darles la debida importancia, nos podrían provocar problemas o atrasos en las distintas operaciones a realizar. Estos, los listaremos a continuación.

Diseño para la vida productiva del pozo. Es importante planear detalladamente la terminación del pozo, cada proceso y materiales para que esta sea útil durante toda la vida productiva del yacimiento con el menor número posible de intervenciones.

Diseño de Terminaciones Inteligentes. La terminación inteligente, es aquella que se planea para controlar el flujo de uno o varios yacimientos de forma simultánea sin intervenir el pozo y sin equipo adicional, es decir, la información del fondo del pozo es monitoreada en todo momento de manera remota. Las características de un sistema de inteligente son las siguientes: (Arredondo Maldonado, 2006).

- Producción simultánea.
- Monitoreo continuo e independiente de presión (P), temperatura (T), gasto de aceite (Qo), gasto de gas (Qg), gasto de agua (Qw).
- Pruebas de presión selectivas en tiempo real.
- Inyección capilar para control de corrosión o acumulación de carbonatos o asfáltenos.
- Control de flujo selectivo / Control del corte de agua.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

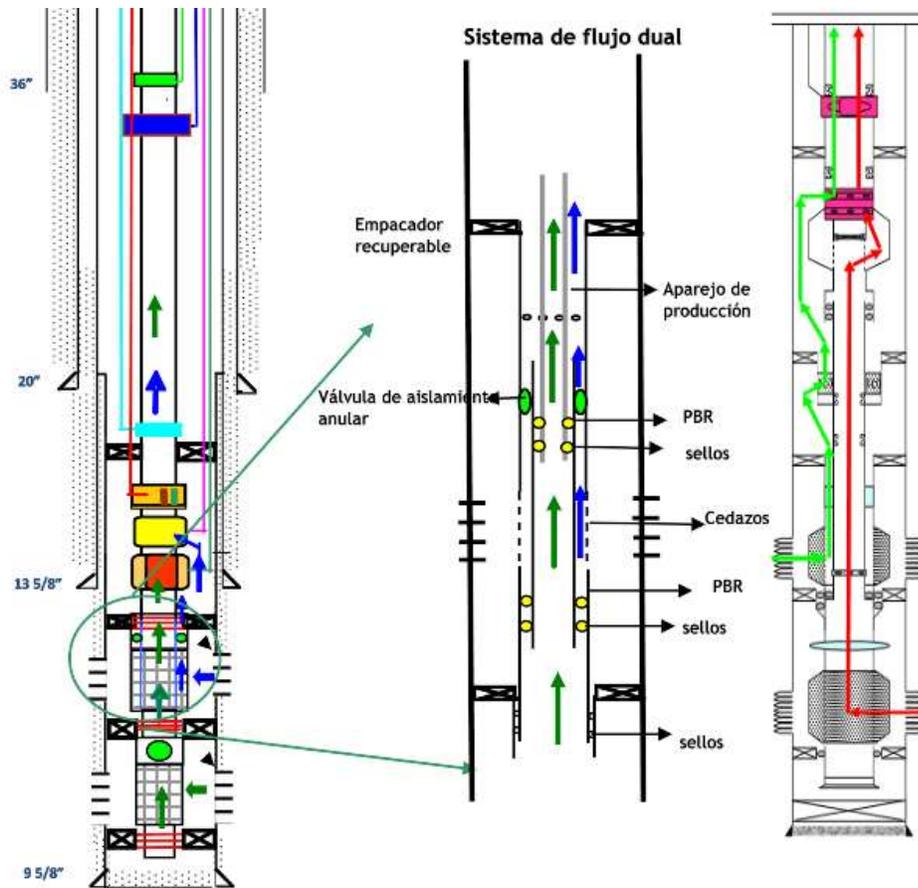


Figura 1.1 Explotación de dos intervalos ¹

Selección de la plataforma y logística. La selección de la plataforma a emplear va de acuerdo con las necesidades del proyecto, influyen factores como tirante de agua al que se va a perforar, tipo de pozo, planeación del proyecto. Es importante tener en cuenta que la renta de la plataforma representa una fuerte inversión, por lo que debe analizarse junto con toda la logística que engloba cada plataforma. Como observamos en la figura 1.2, para algunas operadoras, la clasificación de plataformas es de aguas profundas a partir de 500 metros y para ultra – profundas es a partir de 1500 metros.

¹ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

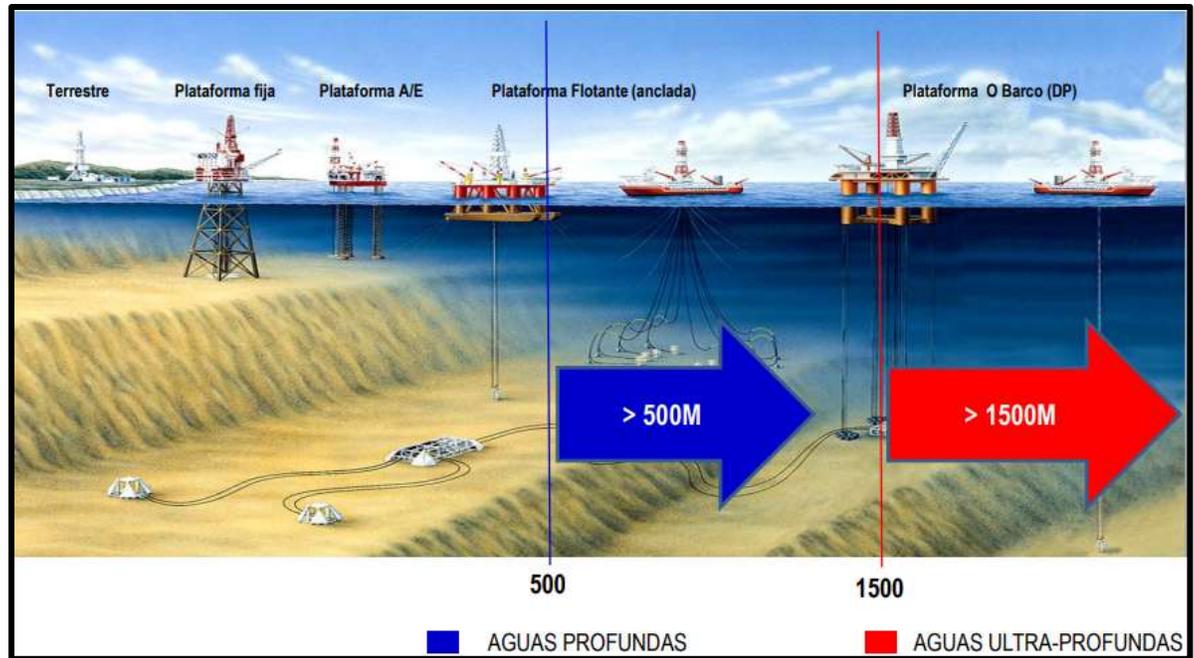


Figura 1.2 Clasificación de plataformas ²

Análisis para el aseguramiento de flujo. A lo largo de nuestra operación, el pozo puede verse afectado por distintos factores que debemos contemplar en nuestra planeación para producir sin ninguna restricción. Estos factores pueden ser formación de hidratos, incrustaciones orgánicas, precipitación de asfaltenos, corrosión, erosión, incompatibilidad de fluidos – roca – pozo, arenamiento (Arredondo Maldonado, 2022). Para prevenir estos problemas, se debe planear agregar mandriles a nuestro aparejo, a través de estos podemos inyectar diferentes fluidos dependiendo el problema que se quiera prevenir. El número de mandriles que se pueden agregar está limitado por la cantidad de líneas que acepte el árbol.

² Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

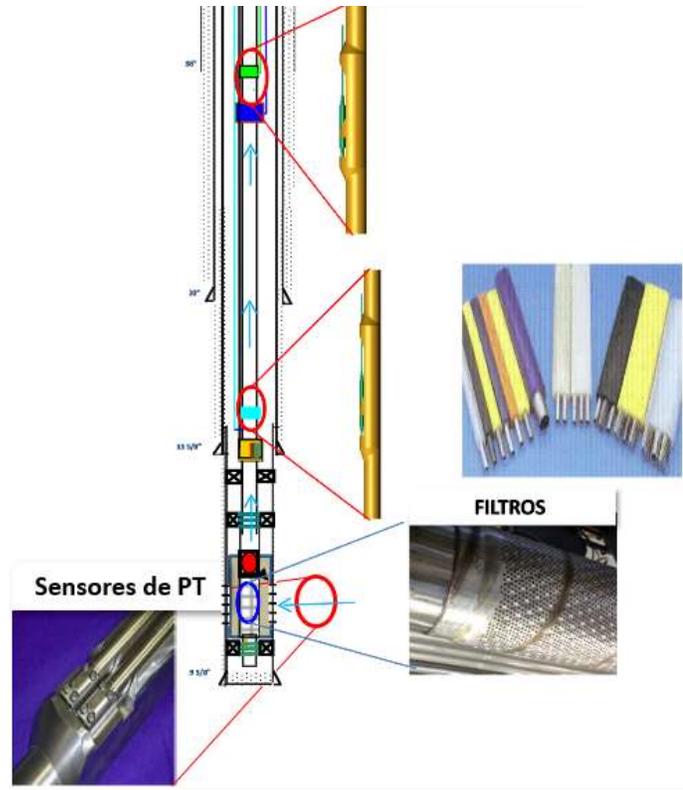


Figura 1.3 Aseguramiento de flujo ³

Selección del fluido de terminación. Las funciones de los fluidos de terminación son el control del pozo, permitir bajar las herramientas al pozo, evitar la formación de hidratos y evitar daño a la formación. Los factores de selección son los siguientes: (Arredondo Maldonado, 2022c)

- Densidad.
- Temperatura y presión de cristalización de sales, aditivos, glicoles. (TCT y PCT).
- Compatibilidad de los fluidos de la formación (daño a la formación).
- Control de corrosión.
- Características relacionadas con la salud, seguridad y el medio ambiente (HSE, Health Safety Environment).
- Costo.

³ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Diseño de control de arena. La producción de arena ha sido un obstáculo en la industria del petróleo y gas. Esta producción generalmente es causada por formaciones poco consolidadas. Este problema se vuelve un desafío para las empresas, ya que, puede perjudicar la producción de hidrocarburos y la durabilidad de los equipos. Estos daños conducen finalmente a un incremento de los costos que la empresa lógicamente quiere evitar. Los impactos negativos de la producción de arena pueden ser: (Herianto et al., 2020)

- La arena producida se convierte en desperdicio en la superficie.
- Tubería erosionada o pared de revestimiento.
- Costo de mantenimiento de las instalaciones de superficie para eliminar la arena producida.

Hoy en día, en la industria del petróleo y el gas, el frac-pack se ha convertido en un método muy elegido para mitigar el control de la arena, esto no es sorprendente ya que, con este, se combinan dos procesos, fracturamiento y empaque. La fractura creará más caminos para que los hidrocarburos fluyan y el empaque de grava resistirá arena para producir. Por lo tanto, la productividad del pozo lógicamente aumentará. Esta fractura creada se mantiene abierta utilizando apuntalante bombeado junto con el fluido de fractura (Herianto et al., 2020).

Análisis de Riesgos en la Terminación. En la tabla 1.1 se mencionan los riesgos que podrían presentarse durante las actividades que integran la terminación de pozos con árbol horizontal.

Tabla 1.1 Análisis de riesgos

Actividad	Riesgo	Nivel de riesgo
Una vez perforado y cementado el pozo, proceder a levantar el conjunto de preventores.	Fuga en la TR que pueda provocar un brote.	Alto.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Actividad	Riesgo	Nivel de riesgo
Instalar el árbol horizontal sobre el cabezal de perforación, sentar el BOP y probar.	<ul style="list-style-type: none"> • Rotura del cable con el que se baja el árbol, que ocasione la pérdida del árbol. • Que, al conectar el árbol sobre el cabezal, se dañe el conector del cabezal. 	Alto.
Lavar el pozo.	Un deficiente lavado que provoque que cuando posteriormente bajemos herramientas al pozo, no funcionen de manera óptima.	Medio.
Colocar empacador en la base de los disparos.	Que no ancle de manera correcta.	Bajo.
Disparar el intervalo.	<ul style="list-style-type: none"> • Que las pistolas no detonen. • Que después de disparar, se manifieste el pozo. 	Alto.
Instalación de terminación inferior.	<ul style="list-style-type: none"> • Deficiencia en la colocación de la arena de fractura. • Que la válvula de aislamiento temporal no cierre. • Que ocurra un brote del pozo ocasionado por el punto anterior. 	Alto.
Instalación de la terminación superior.	<ul style="list-style-type: none"> • Que los elastómeros no hagan sello hermético. <ul style="list-style-type: none"> • Que el empacador de producción no ancle. • Que se rompa una línea hidráulica o eléctrica. • Que un mandril de inducción de fluidos no opere. 	Medio.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Actividad	Riesgo	Nivel de riesgo
	<ul style="list-style-type: none"> Que no opere la válvula de seguridad (SCSSV). 	
Instalación del colgador.	<ul style="list-style-type: none"> Que no haga sello. Que la herramienta soltadora no opere correctamente. Que no llegue el colgador a su posición final. 	Medio.
Activar el empacador de producción.	<ul style="list-style-type: none"> Que no selle correctamente el empacador. Que no ancle el empacador. 	Medio.
Abrir la válvula de aislamiento temporal.	Que la válvula no abra.	Medio.
Aligerar la columna de fluido y arrancar el pozo para limpiarlo.	No manejarlo de manera adecuada en superficie durante el periodo de prueba de producción.	Bajo.
Asegurar el pozo cerrando la válvula de seguridad (SCSSV), desfogar presión y bombear glicol entre la válvula y el árbol como medida precautoria para evitar la formación de hidratos.	Que se formen hidratos antes de llenar de glicol.	Alto.
Instalar tapones corona del árbol horizontal.	Que no hagan sello los tapones.	Medio.
Sacar el soltador del colgador y el riser con los preventores.	Los riesgos son casi nulos en esta etapa.	Bajo.

Además de los riesgos descritos en la tabla anterior, es necesario tener en cuenta los patrones meta oceánicos. Cuando hablamos de estos patrones nos referimos al comportamiento del clima en la localización que estará la plataforma, estos engloban las olas, viento, corrientes marinas. Es importante monitorear los ya mencionados

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

fenómenos ya que, de no hacerlo, pueden poner en riesgo la operación. Pueden afectar en nuestro equipo de posicionamiento dinámico, también nos puede orillar a suspender las operaciones y abandonar la localización. Se deben usar los valores extremos de vientos y oleaje para el diseño en el Golfo de México.



Figura 1.4 Plataforma ⁴

Planes de seguridad y Protección ambiental. Para los planes de seguridad del pozo y protección ambiental, se usan “barreras de pozo”, sin embargo, estas no se tocarán a fondo debido a que en el capítulo 5 se hablará de ellas a profundidad.

Calidad y Confiabilidad de los materiales. Para este punto, tomaremos como ejemplo la norma API Q1 9ª Edición (American Petroleum Institute, 2014), la cual establece los requisitos de un sistema de gestión de la calidad que debe poseer la organización proveedora para la fabricación de los productos.

Dentro de esta especificación hay tres puntos importantes, los cuales son sistema de gestión de la calidad, realización del producto y seguimiento, medición, análisis y mejora del sistema de la gestión de la calidad.

Terminación en papel. La terminación en papel es parte importante dentro de la filosofía de terminación, a lo que refiere este punto es a lo siguiente: Se deben simular

⁴ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

todos los procesos que constituyen la terminación, además de planear y programar todo con tiempo para antes de iniciar actividades en el pozo, llevar a cabo reuniones un par de días con todo el equipo de trabajo o la cuadrilla, esto para explicarles cómo será la operación de inicio a fin y dado el caso tener retroalimentación. La importancia de hacer esto es que cada miembro del equipo sepa lo que debe hacer, que cada una de esas personas esté preparada y correctamente capacitada, de esta manera se prevendrán posibles accidentes o atrasos en la operación y se obtendrá la eficiencia operativa deseada. Otra de las actividades importantes dentro de este proceso, es verificar que todos los materiales y equipos que vayan a ser usados ya estén disponibles y en condiciones óptimas en la plataforma.

1.2 Terminación de fondo de pozo

El propósito de la perforación de un pozo es localizar y producir hidrocarburos de manera comercial segura y rentable, una vez perforado el pozo, para lograr este objetivo, es necesario acondicionar el pozo con una tubería de producción, y accesorios que permitan conducir los hidrocarburos a superficie de manera optimizada y administrar la producción, a este proceso se le denomina Terminación del pozo. A continuación, se mencionan los elementos en los que se debe enfocar para el diseño de la terminación (Arredondo Maldonado, 2006).

Lavado de pozo. En Arredondo Maldonado (2022a), se encuentra que el lavado de pozos es una operación importante dentro de las operaciones de terminación, los objetivos son los siguientes.

- Cambiar el lodo de perforación en el pozo por un fluido de terminación completamente libre de sólidos.
- Eliminar la invasión de materiales dañinos al intervalo productor.
- Remover todas las trazas de fluido de perforación (enjarres, película, etc.)
- Preservar la integridad del lodo y la salmuera.
- Minimizar el riesgo al personal y el medio ambiente.
- Asegurar la eficiente y segura instalación de los equipos y accesorios de terminación en el pozo.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- Reducir el tiempo de lavado.
- Utilizar herramientas mecánicas para aumentar la eficiencia de lavado.

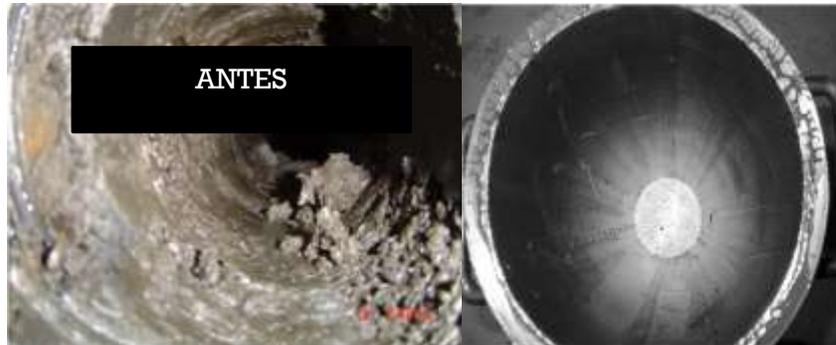


Figura 1.5 Antes y después del lavado de pozo ⁵

Como cualquier otra operación, debe haber una planeación previa y hay ciertos aspectos generales que deben tenerse a consideración, ya que, de estos puede depender el éxito y la eficiencia, los aspectos descritos son los siguientes:

- Tipo de equipo de filtración.
- Planes de contingencia (aumento/disminución de densidad, roles y responsabilidades, volúmenes adicionales).
- Control de calidad (sólidos en los fluidos).
- Potencia disponible.
- Cartas de manejo de químicos.
- Equipo de protección y capacitación al personal.
- Factores ambientales.
- Utilizar la misma tubería lavada para la terminación.
- Limpieza de presas, tanques y capacidad de almacenaje (baches, fluido).
- Diseño de lavado.

Hay consideraciones previas muy importantes que debemos tener en cuenta por distintos motivos, ellas se enuncian a continuación:

- *Acondicionamiento del lodo.* Las propiedades reológicas del fluido de perforación están diseñadas para perforar el pozo. El mismo perfil reológico usado para perforar

⁵ Arredondo Maldonado, H. (2022b). *Selección de fluidos de terminación.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

es dañino para el programa de desplazamiento, particularmente si el lodo permanece estático por un periodo significativo de tiempo. El problema se agrava mientras la densidad del lodo, la temperatura y el ángulo del pozo aumentan. Para ello se debe de reducir al mínimo las propiedades como: Viscosidad Plástica (PV) y el Punto Cedente (YP). Todos los diseñadores de desplazamientos enfatizan la importancia de circular un lodo bien acondicionado a la máxima velocidad de flujo posible y con ayuda mecánica como sea posible.

- *Velocidad de bombeo.* La velocidad de bombeo determina el régimen de flujo del lodo, del espaciador y del fluido de terminación. Generalmente se acepta en la práctica que el diseño alcance el régimen turbulento en cualquier espaciador de limpieza química. Un patrón de flujo para surfactantes y solventes asegura un perfil de flujo uniforme, reduce el contacto en la interfase y asegura un buen contacto del químico limpiador con la superficie del enjarre bajo tuberías excéntricas. Para bombear espaciadores viscosos se recomienda flujo tapón, sin embargo, como parte del diseño se bombean espaciadores viscosos y espaciadores químicos no viscosos de baja densidad, el régimen de flujo objetivo es turbulencia para el espaciador de limpieza química. Esto significa que el régimen de flujo para las píldoras viscosas debe ser controlado por reología más que por velocidad de flujo.
- *Herramientas de limpieza.* Los escariadores, así como los cepillos son benéficos para el lavado del pozo, éstos deben colocarse de acuerdo con la configuración de cada tubería de revestimiento. Al menos debe usarse un escariador y un cepillo para cada TR, permiten flujo turbulento mientras el fluido viaja alrededor y a través de estos dispositivos.
- *Espaciadores.* En el caso de los lodos base agua (WBM), es típico usar un espaciador viscoso base agua el cual puede o no estar densificado. Los lodos base Aceite y Sintéticos requieren una formulación más sofisticada, usualmente usan el aceite como base, para un fluido viscoso y surfactante que emulsifique el lodo aceitoso en la fase acuosa.

El siguiente espaciador es de limpieza. Este es el que debe ir en flujo turbulento (en el anular mayor), contiene surfactantes o solventes sin diluir (100%). Finalmente, otro bache viscoso se corre para separar el fluido de terminación de los

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

espaciadores de limpieza. El volumen de cada uno de esos espaciadores es función de los parámetros del pozo y el equipo de superficie. Como regla general, el volumen de la mayoría de los espaciadores está diseñado para cubrir de 500 – 1500 pies lineales en el espacio anular mayor.

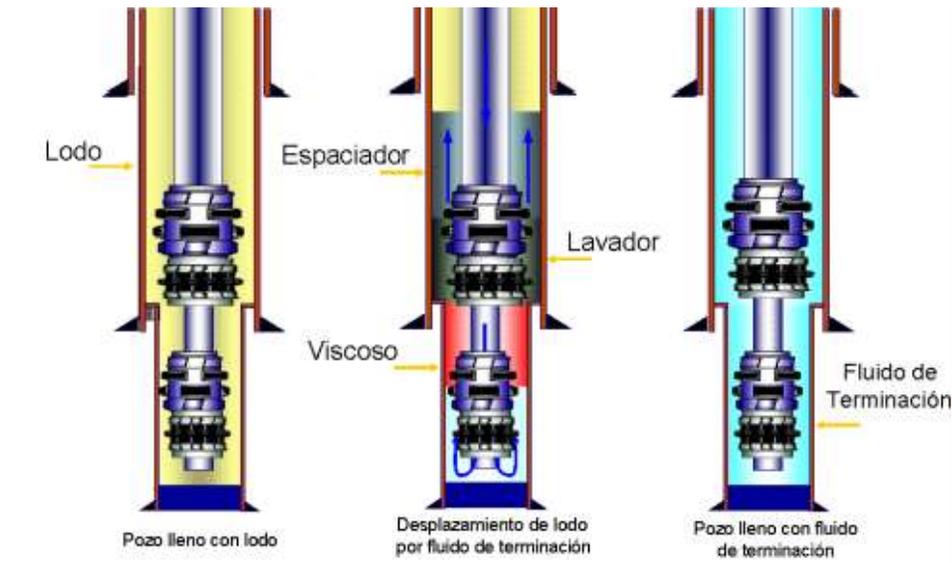


Figura 1.6 Proceso de lavado de pozos ⁶

El arreglo de baches espaciadores y limpiadores para el lavado del pozo debe tener ciertas características. El tamaño óptimo del espaciador de limpieza depende de la velocidad de bombeo y "la química" del espaciador; se recomienda viajar en flujo turbulento siempre que sea posible. Los surfactantes y solventes son capaces de dispersar o disolver una cantidad conocida de lodo por unidad de surfactante / solvente.

A continuación, se describen de forma general algunos de los fluidos que fungen como bache:

- *Bache espaciador de fluido base (BFS)*. Este fluido base, es agua simple para el WBM y aceite (diésel) para O/SBM. Sin embargo, deben tomarse precauciones porque demasiado fluido base adelgazaría el lodo al punto de que pierda sus propiedades de suspensión.

⁶ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Bache espaciador de transición viscoso (TS)*. El espaciador de transición es un bache viscoso diseñado para proveer transición química entre el lodo y el espaciador, típicamente es el “químico de lavado”. La viscosidad alta ayuda a mantener la integridad del lodo desplazando en “tipo pistón” a altos gastos. El volumen debe ser suficiente para asegurar que la interfase en el frente y la parte trasera del espaciador no se mezclen.
- *Bache lavador (WS)*. El bache de lavado es el único diseñado para limpiar la superficie de la tubería y la deja mojada con agua. La limpieza más efectiva se logra solo cuando una delgada película de lodo queda luego del bache de transición y el espaciador de lavado se bombea en régimen turbulento. En la mayoría de los casos este bache de limpieza es agua con algún surfactante especialmente formulado. Algunas compañías corren sus surfactantes o solventes puros (100%). El índice de limpieza se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación 1.1: } V_{fl} = \frac{N_{re} \mu}{6318.7 \rho (d_2 - d_1)}$$

$$\text{Ecuación 1.2: } V_{sl} = \frac{1152 (\rho_s - \rho) d_p^2}{\mu}$$

$$\text{Ecuación 1.3: } F_T = 1 - \frac{V_{sl}}{V_{fl}} * 100$$

Donde:

V_{fl} = Velocidad del fluido	d_2 = Diámetro interior de la TR
F_T = Eficiencia (%) índice de limpieza	d_1 = Diámetro exterior de la TP
V_{sl} = Velocidad de asentamiento de la partícula	V_{sl} = Velocidad de asentamiento de la partícula
V_{fl} = Velocidad del fluido	ρ_s = Densidad de la partícula
N_{re} = Número de Reynolds	ρ = Densidad del lodo
μ = Viscosidad del fluido lavador	d_p = Diámetro de la partícula

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Bache espaciador viscoso (SS)*. Este es un bache viscoso diseñado para proveer transición entre el lavador y el fluido de terminación. El volumen debe ser suficiente para asegurar que la interfase en el frente y la parte trasera del espaciador no se mezclen.
- *Filtración*. Un proceso importante dentro del lavado de pozos es la filtración, la cual consiste en eliminar los sólidos dispersos o los líquidos insolubles de la salmuera. Como estas partículas no tienen un tamaño uniforme, se pueden usar varios métodos de remoción. Los sólidos pueden obturar las gargantas de poro de las formaciones permeables, causando daños a la formación. Cualquiera que sea el sistema de filtración usado, cada fluido claro de terminación debería ser filtrado para lograr algún nivel bajo de turbidez.

La turbidez es una propiedad óptica de la interacción entre partículas ligeras y suspendidas en un fluido claro. También la podemos tomar como un parámetro para determinar la limpieza o claridad de una salmuera, se mide en Unidades Nefelométricas de Turbidez o Nefelometric Turbidity Unit (NTU).

El valor de NTUs depende de un buen diseño de limpieza química y mecánica de TRs, esto se logra filtrando el fluido con un filtro Prensa DE (Tierra Diatómacea) y corriente abajo con unidad de Cartuchos, los cuales describiremos más adelante, nos ahorra en tiempo de circulación evitando tiempos no productivos (NPT). El valor de turbidez que se debe lograr y el cual es el estándar de la Industria es de ≤ 25 NTUs (1 NTUs = 7.3 ppm de sólidos suspendidos).

Para saber la claridad y limpieza del fluido durante el proceso de filtración se utiliza un medidor de claridad del fluido o turbidímetro. Cuando se proyecta un haz de luz a través de agua desionizada ultrapura, su trayectoria permanece relativamente constante. Cuando la muestra de agua contiene partículas suspendidas, éstas afectarán el haz de luz, absorbiendo la energía de la luz y/o difundiendo la luz.

- *Desplazamiento*. El desplazamiento, puede diseñarse demasiado pequeño, dejando lodo residual en el pozo, o sobredimensionado, generando costos innecesarios de químicos y tiempo de equipo, otra consideración importante es el volumen del espaciador para asegurar que todos los sólidos del lodo salgan a un gasto de bomba dado (velocidad anular). Por ejemplo, una partícula esférica de barita de 50

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

micrones puede caer a través de un Fluido Newtoniano de 1cP de viscosidad a una velocidad cercana a los 12 ft/min.

Entonces, asumiendo un tamaño de partícula promedio de 50 micrones para la barita en el lodo, los sólidos del lodo caen a una velocidad (12 ft/min), al mismo tiempo que el espaciador de lavado alcanza una velocidad definida por la velocidad de bombeo. Con esas fuerzas en oposición en mente, el espaciador debe medirse de modo que la partícula no caiga enteramente dentro del volumen de espaciador antes de alcanzar la superficie. De otra forma, contaminará los fluidos que le siguen. Aunque el “Espaciador de Separación” viscoso que típicamente sigue al espaciador de lavado puede prevenir adecuadamente que los sólidos contaminen el fluido de terminación, el diseño de desplazamiento debe ser tal que esa posibilidad sea minimizada.

Idealmente, la función del espaciador de separación es primeramente reducir la contaminación de interfase de la salmuera de terminación y el espaciador de lavado además recuperar y transportar sólidos de lodo sólo en el caso de que se dé una condición de estancamiento o de “flujo muy lento”.

Hay ciertas consideraciones que debemos tener en cuenta para el desplazamiento, las cuales son las siguientes.

- Volumen de los espaciadores de acuerdo con el espacio anular mayor.
- Limitaciones de presión en conexiones superficiales, bombas, BL, etc.
- Flujo turbulento.
- Rotación de la sarta.
- Desplazamiento en una o dos etapas.
- Tiempo de desplazamiento y filtrado.
- Contar con volumen de salmuera de terminación al menos 2 veces el volumen del pozo.
- Contar con cédula de bombeo (presión, gasto, tiempo).
- Considerar el ángulo del pozo.
- Densidad equivalente de fondo.

Cabe mencionar que hay softwares especializados en hacer los cálculos correspondientes al lavado de pozo.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Disparos. En los trabajos de terminación, comunicar el pozo con la formación es parte fundamental, para este proceso se utilizan los disparos.

El índice de productividad es importante porque con él, podemos evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente de la siguiente manera:

$$\text{Ecuación 1.4: } J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

J = Índice de productividad

P_{ws} = Presión estática de yacimiento

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

q = Gasto

La efectividad de los disparos puede evaluarse usando la Relación de Productividad la cual se expresa como se muestra a continuación:

$$\text{Ecuación 1.5: } RP = \frac{\text{producción de una zona entubada y disparada}}{\text{producción de la misma zona en agujero abierto}}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

De los factores enunciados anteriormente, los primeros cuatro pueden ser planeados durante el diseño de los disparos para que funcionen de la manera correcta. Por lo tanto, con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Factores geométricos del disparo.* Los disparos en la formación generan agujeros con cierta geometría, es importante planear bien esta, ya que, influye en la Relación de Productividad del pozo. Dicha geometría está definida por los factores geométricos, estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:
 - Penetración.
 - Densidad de cargas por metro.
 - Fase angular entre perforaciones.
 - Diámetro del agujero (del disparo).

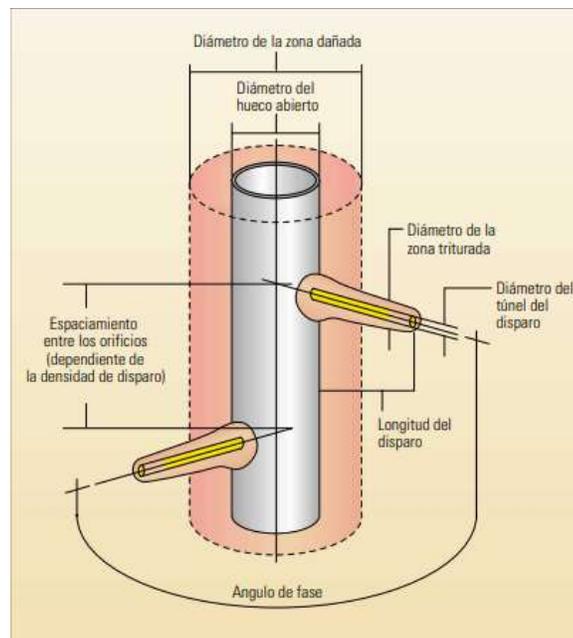


Figura 1.7 Parámetros del disparo ⁷

Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

- *Sobre – balance:* La presión hidrostática es mayor que la presión de formación.

$$P_h > P_f$$

- *Bajo – balance:* La presión hidrostática es menor que la presión de formación.

$$P_h < P_f$$

Si disparamos bajo balance es menos probable que la formación sufra daño.

⁷ Behrmann, L. B., Brown, A. B., Smith, P. S. & Underdown, D. U. (2000). *Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad*. Oil Production. Recuperado 3 de julio de 2022, de <http://www.oilproduction.net/files/TecnicasDisparoOptimizarProduccion.pdf>

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Presión diferencial.* Para calcular la presión bajo-balanceada que contrarreste el efecto del daño (s), es importante clasificar la formación en consolidada y no consolidada.

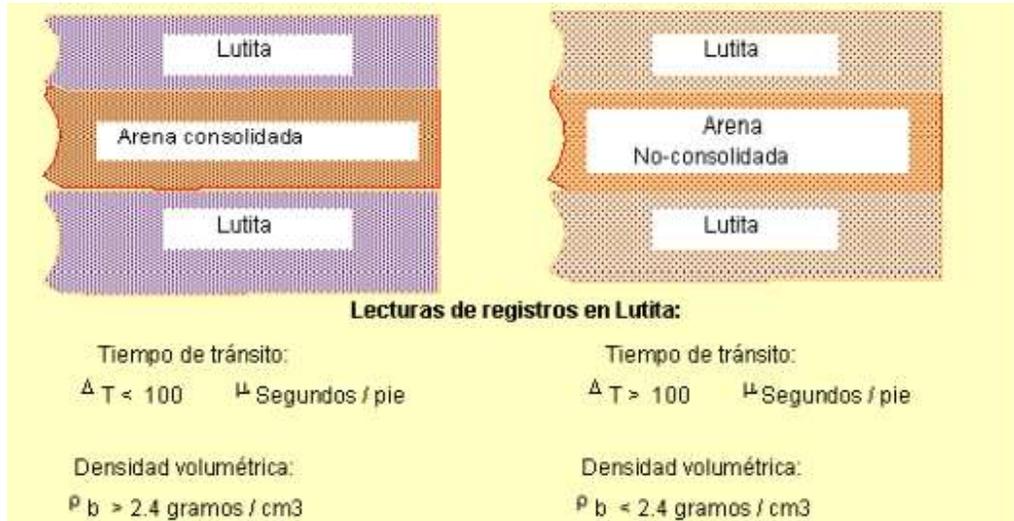


Figura 1.8 Arena consolidada ⁸

- *Arena no consolidada.* Una arena se considera no consolidada cuando las lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito mayor de 100 μ Seg/pie (microsegundos por pie) obtenido de un registro sísmico.
- *Arena consolidada.* Una arena se considera consolidada si se tienen lutitas adyacentes (arriba y/o abajo) compactas con tiempos de tránsito $\Delta t \leq 100$ μ Seg/pie obtenido de un registro sísmico.

⁸ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Determinación de la presión bajo-balanceada máxima y mínima:

Arena con aceite:

$$\text{Ecuación 1.6: } \Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.17}}$$

Arena con gas:

$$\text{Ecuación 1.7: } \Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.17}}$$

➤ *Carbonatos:* Determinación de la presión bajo-balanceada.

$$\text{Ecuación 1.8: } Ph(min) = 1.422 * D_{disp} * \rho(registro)$$

$$\text{Ecuación 1.9: } \Delta P_{max} = P_f - Ph(min)$$

Si ΔP_{max} es mayor a 1000 psi, se tomará:

Para gas:

$$\text{Ecuación 1.10: } Ph = P_f - (\Delta P_{max} * 0.6)$$

Para aceite:

$$\text{Ecuación 1.11: } Ph = P_f - (\Delta P_{max} * 0.6)$$

Si ΔP_{max} es menor a 1000 psi, se tomará:

Para gas:

$$\text{Ecuación 1.12: } Ph = P_f - (\Delta P_{max} * 0.4)$$

Para aceite:

$$\text{Ecuación 1.13: } Ph = P_f - (\Delta P_{max} * 0.4)$$

$$\text{Ecuación 1.14: } \Delta P_{disparo} = P_f - Ph$$

Donde:

ΔP_{max} = Diferencial máxima de presión

Ph = Presión hidrostática al momento del disparo

$Ph(min)$ = Presión hidrostática mínima para evitar inestabilidad del agujero

$\rho(registro)$ = Densidad del lodo mínima para evitar inestabilidad del agujero

P_f = Presión de formación

ΔP = Presión diferencial previa al disparo

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Aseguramiento de flujo. En British Petroleum & Petróleos Mexicanos (2004), se indica que el aseguramiento de flujo es la capacidad de producir económicamente fluidos de hidrocarburo del yacimiento para exportar durante la vida del campo en cualquier ambiente. En la tabla 1.2 se mencionan elementos que afectan al flujo y son descritos posteriormente.

Tabla 1.2 Elementos que afectan al flujo

Sólidos	Comportamiento del fluido
Asfaltenos	Corrosión
Hidratos	Emulsiones
Parafinas / ceras	Erosión
Arena	Punto de escurrimiento
Costras	Viscosidad

- *Asfaltenos.* Los asfaltenos son estructuras aromáticas complejas y pesadas precipitadas a causa de cambios en la composición del fluido, dominados por presión. La formación de estas estructuras se da con ciertos fluidos y son un problema principalmente del pozo, también pueden generar puntos de taponamiento bajos o en separadores.

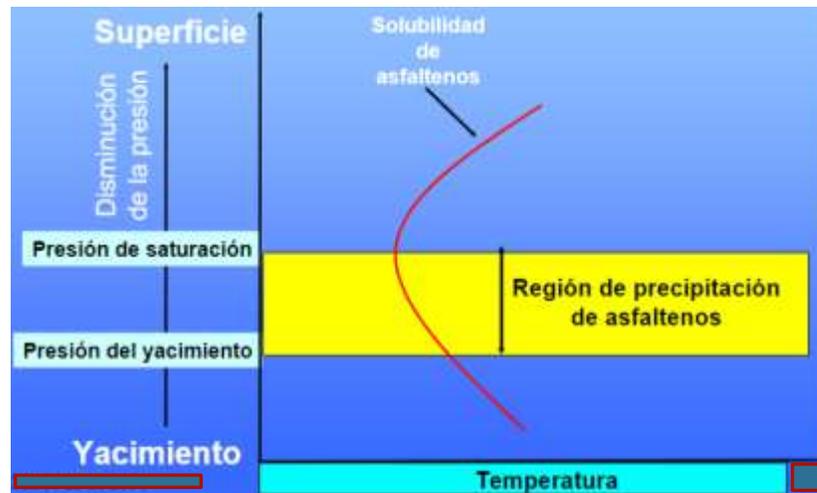


Figura 1.9 Diagrama de fases para asfaltenos ⁹

⁹ British Petroleum, & Petróleos Mexicanos. (2004). *Aseguramiento del flujo.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Hidratos*. Los hidratos son sólidos cristalinos similares al hielo, son formados por agua más hidrocarburos ligeros. La formación de estos se da bajo condiciones específicas, generalmente a temperaturas relativamente bajas y presiones altas, mayores a 2500 psia. Son predominantes en las líneas de flujo por las cuales corre gas húmedo, condensados y crudo. La importancia de prevenir la formación de estos sólidos es debido a que puede provocar problemas de seguridad serios.

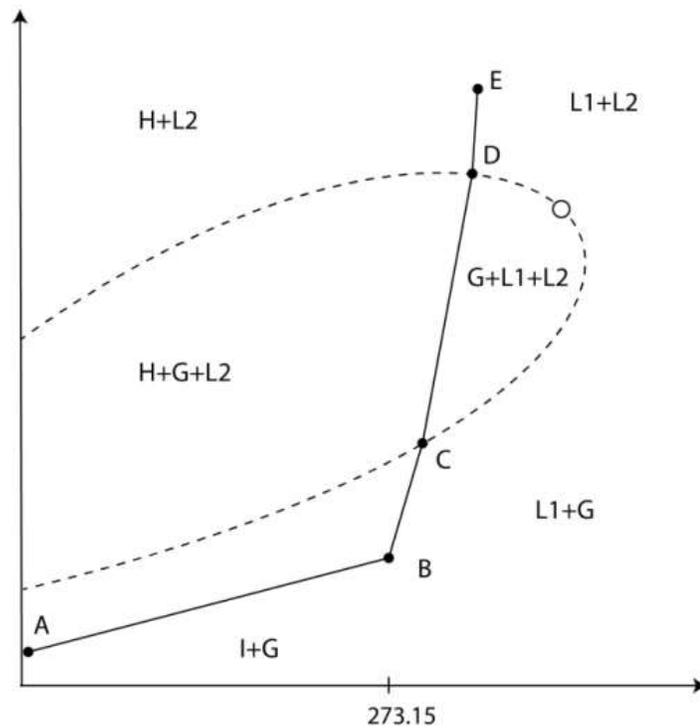


Figura 1.10 Diagrama de fases para un hidrato con una mezcla de gases ¹⁰

¹⁰ Cuaderno de Ejercicios de Propiedades de los Fluidos Petroleros, Briseida Tenorio González, 2016.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Parafinas*. Las parafinas son compuestos de hidrocarburos pesados ($C_{18} - C_{36}$), generan problemas en las líneas de flujo y se forman generalmente en petróleo negro y condensado a temperaturas mayores a 140 °F.



Figura 1.11 Diagrama de fases para ceras ¹¹

Hay diferentes estrategias para manejar estos problemas y prevenir su aparición, algunas de ellas son las siguientes:

- Prevenir la formación de sólidos.
- Mediante las condiciones de operación.
- Prevenir la acumulación / depositación de sólidos (flujo de rezago).
- Métodos químicos.
- Métodos mecánicos.
- Recubrimiento.

Es posible prevenir estos problemas a través del manejo de ciertas condiciones en el pozo, como lo son el manejo de la presión, mantenerla fuera de la presión de formación de hidratos, cuidar la presión de saturación para la formación de asfaltenos, etc.

Dentro de las opciones de control hay métodos térmicos, mecánicos y químicos.

¹¹ British Petroleum, & Petróleos Mexicanos. (2004). *Aseguramiento del flujo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Además de los métodos activos, también están los pasivos los cuales funcionan mediante retención de calor, un ejemplo de estos se muestra en la Figura 1.12. Cabe mencionar que este tipo de métodos son usados en las líneas de producción.



Figura 1.12 Aislamiento ¹²

En terminación de pozos el método que se usa para aseguramiento de flujo es inyección de inhibidores, algunos de ellos se mencionan a continuación:

- *Inhibidores termodinámicos de hidratos (THI).*
 - Hidratos.
 - Alcoholes y sales.
 - Altera el límite fase.
 - Inhibidor del punto de congelamiento.
 - Dosificación alta.

- *Inhibidores de hidratos de baja dosificación (LDHI).*
 - Hidratos.
 - Polímeros y surfactantes.
 - Reduce la velocidad cinética.
 - Modifica la morfología de los cristales de hidrato.
 - Dosificación baja.

¹² British Petroleum, & Petróleos Mexicanos. (2004). *Aseguramiento del flujo*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Inhibidor térmico de cera (TWI).*
 - Cera.
 - Aromáticos y parafínicos.
 - Supresión del punto de turbidez.
 - Reducción de la viscosidad y el punto de escurrimiento.
 - Requiere gran volumen.

- *Dispersantes / Surfactantes.*
 - Recubren los cristales de cera para prevenir su crecimiento.
 - Alteran las características de mojabilidad para minimizar la adhesión a la pared de la tubería o a otros cristales.

Producción de arena. En NEXT (2013), se indica que la producción de arena es la producción de sólidos, principalmente arena de formación con fluidos de formación. Puede causar problemas graves como daños a nuestro pozo, daños al equipo en superficie, corrosión, etc.

El propósito del control de arena es evitar que se produzca arena de formación en el pozo y pueda ser llevado a nuestro aparejo de producción o incluso a las instalaciones superficiales.

Hay distintos parámetros que nos dictan si nuestro pozo necesita control de arena o no, uno de estos son los grados Brinell (BNH), estos indican la dureza de la formación, si esta tiene menos de 10 grados Brinell, será necesario implementar algún método de control de arena.

Otro parámetro que puede indicarnos si es necesario o no un método de control de arena es por medio, de UCS (fuerza compresiva ilimitada), ese se determina por medio de pruebas de laboratorio o con registro sísmico. Si nuestra formación tiene más de 1000 UCS, no requiere de un método de control de arena.

Hay distintos factores por los cuales ocurre la producción de arena, algunos de ellos son los siguientes.

- Factores geológicos, como rocas no consolidadas.
- El flujo de fluidos a cierta velocidad y viscosidad.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- Producción de agua, ya que esta puede disolver el cementante.
- Factores en la producción, por ejemplo, producir a rangos muy altos o provocar un gran decremento de la presión de formación.

Hay varios métodos de control de arena, pero el más adecuado para pozos en aguas profundas es el frack pack, este será descrito a continuación.

El Frack pack es una fractura creada usando un fluido de alta viscosidad, bombeado por encima de la presión de fractura. La arena se coloca fuera del revestimiento para formar un paquete de arena de alta conductividad, a una distancia suficiente del pozo para crear un conducto para el flujo de fluidos del yacimiento a diferenciales de presión más bajos.

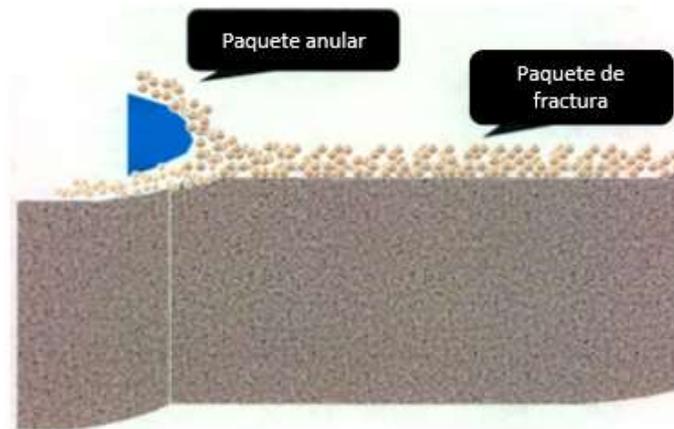


Figura 1.13 Frack pack ¹³

Se coloca la fractura y el paquete de grava en un solo paso usando herramientas de fondo de pozo, las cuales incluyen un sistema de herramientas con accesorios, tubería y cedazos.

El flujo de la fractura es bilineal y depende del contraste entre la permeabilidad de la formación y la permeabilidad de la fractura.

¹³ NEXT. (2013). *Sand Control*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

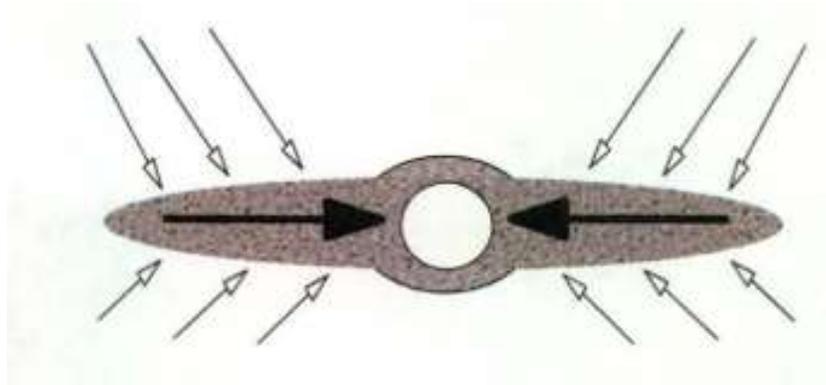


Figura 1.14 Flujo de fractura ¹⁴

Un concepto importante en el frack pack es la conductividad de la fractura. Para indicar el potencial de productividad de la fractura podemos usar el Cfd, el cual lo calculamos de la siguiente manera.

$$\text{Ecuación 1.15: } C_{fd} = \frac{K_f w_f}{K x_f}$$

Donde:

K_f = Permeabilidad de la fractura (apuntalante).

w_f = Ancho medio soportado de la fractura.

K = Permeabilidad de la formación.

x_f = Longitud productiva de la fractura.

Lo ideal es tener un Cfd entre 1.26 y 1.60, aunque en yacimientos con permeabilidad alta, es difícil conseguir Cfd mayores a 1. Cabe mencionar que hay softwares especializados como SAND CADE que simulan el empaque de grava anular.

En este procedimiento se busca tener fracturas anchas y cortas, con apuntalante de alta permeabilidad y alta Cfd.

¹⁴ NEXT. (2013). *Sand Control*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

En el frack pack, es importante determinar el tamaño de apuntalante o grava a usar. Para condiciones de arena no uniformes, Schwartz sugirió una correlación para determinar el tamaño efectivo de la grava (Herianto et al., 2020).

$$\text{Ecuación 1.16: } D(40(\text{grava})) = 6 * D(40(\text{formación}))$$

$D_{40}(\text{grava})$ es el tamaño recomendado de grava y $D_{40}(\text{formación})$ es el tamaño de grano de la formación donde el 40% del grano, es grano del mayor diámetro. Además, se introduce el término del coeficiente de uniformidad para analizar la distribución del tamaño de la grava, formulado de la siguiente manera.

$$\text{Ecuación 1.17: } UC = D_g 40 / D_g 90$$

Luego, se calcula un tamaño mínimo y máximo del diámetro de la grava utilizando estas fórmulas.

$$\text{Ecuación 1.18: } D(40(\text{gravel})) = 0.615 * D_g 40$$

$$\text{Ecuación 1.19: } D(40(\text{gravel})) = 1.383 * D_g 40$$

Diseño de tubería producción. (Arredondo Maldonado, 2006) La tubería de producción es parte del aparejo de producción. A través de este se transportan los fluidos del yacimiento a la superficie y pueden clasificarse dependiendo de las condiciones. Este debe soportar íntegramente las presiones y los esfuerzos a los que es sometido durante las operaciones de Inducciones, pruebas de admisión, estimulaciones, fracturamientos, etapa de producción, cierres, recuperación del aparejo y control del pozo. Existen varias clases de tuberías de producción, las cuales son las siguientes.

- *Clase nueva.* Se presenta en sus datos de tensión, torsión y presión de colapso e interna.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Clase premium.* Está basada en una tubería que tiene un uso uniforme y un mínimo de espesor de pared del 80%.
- *Clase 2.* Esta tubería que tiene un mínimo de espesor de pared del 70%.
- *Clase 3.* Esta clase de tubería tiene un mínimo de espesor de pared del 55% con todo el uso de un solo lado.

Las tuberías fueron clasificadas en 5 propiedades por el API, las cuales son grado de acero, tipo de conexión, rango de longitud, peso por unidad de longitud y forma de fabricación.

La mayoría de las tuberías son fabricadas con acero suave (carbón 0.3) con pequeñas cantidades de manganeso, el API adoptó una designación de grado a los aceros de la tubería por medio de una letra seguido por un número, que designa la fuerza de cedencia mínima del acero a la tensión requerida para producir un alargamiento o elongación, es decir, sufre deformación elástica.

El rango se define como la longitud estándar de la tubería y el API los clasifica de acuerdo con la tabla 1.3

Tabla 1.3 Rangos de tubería

Rango	Longitud [m]	Tipo de tubería
1	4.88 – 7.62	TP
2	7.62 – 10.37	TP
3	10.37 – 14.5	TR

Otra manera de identificar las distintas tuberías de producción es a través del grado de acero, este está definido por una letra (grado de acero según fabricación) y un número, que indican el esfuerzo a la cedencia mínima del acero como se muestra en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 Grados de tubería

Grado	Esfuerzo mínimo [psi]	Esfuerzo máximo [psi]	Última resistencia a la tensión (UTS) [psi]
H – 40	40,000	80,000	60,000
J – 55	55,000	80,000	75,000

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Grado	Esfuerzo mínimo [psi]	Esfuerzo máximo [psi]	Última resistencia a la tensión (UTS) [psi]
K – 55	55,000	80,000	95,000
L - 80	80,000	95,000	95,000

Durante las diversas operaciones, la tubería de producción es sometida a ciertos esfuerzos, los cuales serán descritos a continuación.

- *Presión interna.* La presión interna es la fuerza por unidad de área, que se aplica en el interior de la tubería de producción y componentes y se define por la siguiente ecuación.

Ecuación de Barlow

Ecuación 1.20: $P_i = 0.875 * \frac{2Y_p t}{D}$

Donde:

P_i = Presión interna.

0.875 = Tolerancia de fabricación permisible de -12.5% en el espesor de pared (API 5C2).

Y_p = Cedencia del acero [psi].

t = Espesor de pared [pg].

D = Diámetro exterior.

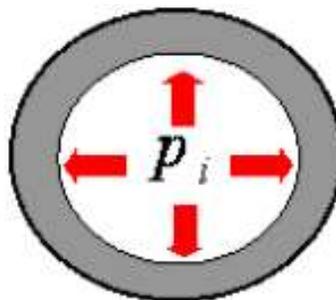


Figura 1.15 Presión interna aplicada a la tubería de producción ¹⁵

¹⁵ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Tensión / Compresión.* La fuerza de tensión F_1 que resiste la tubería se define como la resistencia a la cedencia por el área transversal de la tubería de acuerdo con la figura siguiente.

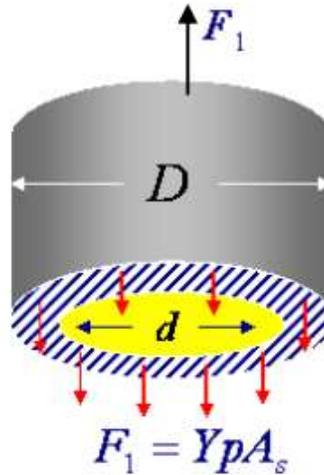


Figura 1.16 Tensión aplicada a la tubería de producción ¹⁶

La tensión puede calcularse con la siguiente fórmula.

Ecuación 1.21: $T = Yp * \frac{\pi}{4} * (D^2 - d^2)$

Donde:

F_1 = Fuerza de tensión [lbs]

A_s = Área de la sección transversal [pg^2]

Yp = Resistencia a la cedencia [psi]

D = Diámetro exterior de la tubería

d = Diámetro interior de la tubería

- *Colapso.* Es la fuerza capaz de deformar un tubo por efecto de presiones externas. La resistencia al colapso es función de la fuerza de cedencia del material y de relación de delgadez (D/t), cabe mencionar que las tuberías para pozos petroleros

¹⁶ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

tienen una relación de entre 15 y 25. El API clasifica el colapso en 4 tipos, los cuales son los siguientes:

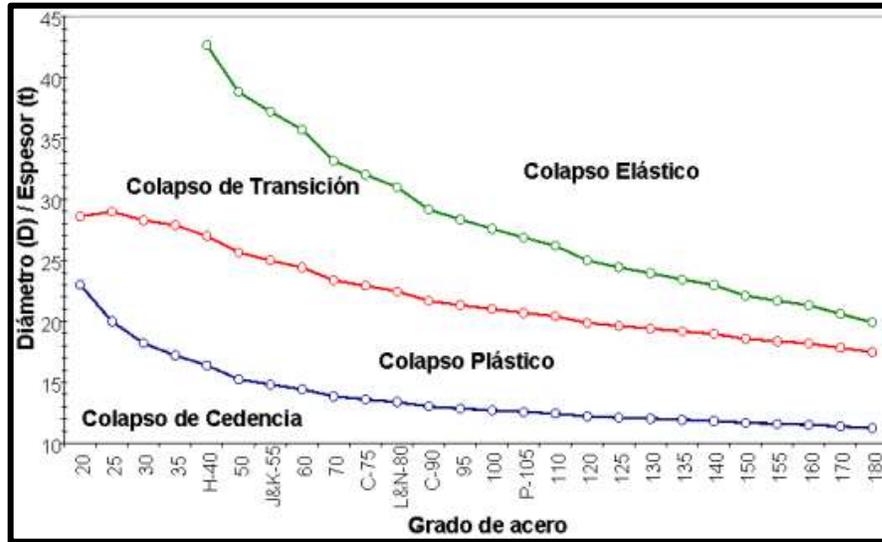


Figura 1.17 Grado de colapso dependiendo del grado de acero ¹⁷

- *Colapso de fuerza de cedencia.* Se basa en la cedencia de la pared interna usando la solución elástica de pared gruesa de Lamé, para $D/t < 15$.

$$\text{Ecuación 1.22: } P_{cc} = 2Yp * \frac{\frac{D}{t}-1}{\frac{D^2}{t}}$$

Donde:

Yp = Resistencia a la cedencia [psi]

D = Diámetro exterior de la tubería

t = Espesor de pared [pg].

¹⁷ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Colapso plástico.* Se basa en datos empíricos derivados de 2,488 pruebas a tuberías, el análisis de las pruebas arrojó resultados de que el 99.5% de todas las tuberías fabricadas de acuerdo con el API, fallarán a una presión de colapso mayor que la presión de colapso plástico. Este tipo de colapso tiene valores de D/t entre 15 y 25.

$$\text{Ecuación 1.23: } P_{cp} = Y_p * \left(\frac{A}{D} - B \right) - C$$

- *Colapso de transición.* Se obtiene por medio de un ajuste de curva numérica entre el régimen plástico y elástico.

$$\text{Ecuación 1.24.a: } P_{ct} = Y_p * \left(\frac{F}{D} - G \right)$$

Donde las constantes A, B, C, F y G se obtienen con ayuda de las siguientes fórmulas y tabla.

$$\text{Ecuación 1.24.b: } A = 2.8762 + 0.10679 \times 10^{-5} * Y_p + 0.21301 \times 10^{-10} * Y_p^2 - 0.53132 \times 10^{-16} * Y_p^3$$

$$\text{Ecuación 1.24.c: } B = 0.026233 + 0.50609 \times 10^{-6} * Y_p$$

$$\text{Ecuación 1.24.d: } C = -465.93 + 0.030867 * Y_p - 0.10483 \times 10^{-7} * Y_p^2 + 0.36989 \times 10^{-13} * Y_p^3$$

$$\text{Ecuación 1.24.e: } F = \frac{46.95 \times 10^6 * \left(\frac{3 * B/A}{2 + B/A} \right)^3}{Y_p * \left(\frac{3 * B/A}{2 + B/A} - B/A \right) * \left(1 - \frac{3 * B/A}{2 + B/A} \right)^2}$$

$$\text{Ecuación 1.24.f: } G = \frac{F * B}{A}$$

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Grado	A	B	C	F	G
20	2,906	0,0364	147,50	2,576	0,0322
25	2,915	0,0389	299,80	2,348	0,0313
30	2,926	0,0414	451,60	2,209	0,0313
35	2,937	0,0439	603,20	2,12	0,0317
H-40	2,95	0,0465	754,30	2,063	0,0325
45	2,963	0,0490	905,20	2,026	0,0335
50	2,976	0,0515	1055,8	2,003	0,0347
J&K-55	2,991	0,0541	1206,2	1,989	0,0360
60	3,005	0,0566	1356,3	1,983	0,0373
65	3,021	0,0591	1506,3	1,982	0,0388
70	3,037	0,0617	1656,1	1,984	0,0403
C-75	3,054	0,0642	1805,7	1,99	0,0418
L&N 80	3,071	0,0667	1955,3	1,998	0,0434
85	3,088	0,0693	2104,7	2,007	0,0450
C-90	3,106	0,0718	2254,2	2,017	0,0466
95	3,124	0,0743	2403,5	2,029	0,0482
100	3,143	0,0768	2552,9	2,04	0,0499
P-105	3,162	0,0794	2702,3	2,053	0,0515
110	3,181	0,0819	2851,8	2,066	0,0532
115	3,2	0,0844	3001,4	2,079	0,0549
120	3,219	0,0870	3151,1	2,092	0,0565
125	3,239	0,0895	3300,9	2,106	0,0582
130	3,258	0,0920	3450,9	2,119	0,0599
135	3,278	0,0946	3601,1	2,133	0,0615
140	3,297	0,0971	3751,5	2,146	0,0632
145	3,317	0,0996	3902,1	2,16	0,0649
150	3,336	0,1021	4053,1	2,174	0,0666
155	3,356	0,1047	4204,3	2,188	0,0683
160	3,375	0,1072	4355,9	2,202	0,0700
165	3,394	0,1097	4507,9	2,216	0,0717
170	3,412	0,1123	4660,2	2,231	0,0734
175	3,431	0,1148	4813,0	2,246	0,0751
180	3,449	0,1173	4966,2	2,261	0,0769
185	3,466	0,1199	5119,9	2,276	0,0787
190	3,484	0,1224	5274,1	2,292	0,0805
195	3,5	0,1249	5428,8	2,308	0,0824
200	3,517	0,1275	5584,1	2,325	0,0843

Figura 1.18 Tabla para cálculo de constantes ¹⁸

- *Colapso elástico.* Se basa en la inestabilidad elástica teórica, este criterio es independiente de la fuerza de cedencia y se aplica a la tubería de pared delgada $(D / t) > 25$.

$$\text{Ecuación 1.25: } P_{ce} = \frac{46.95 \times 10^6}{\frac{D}{t} * \left(\frac{D}{t} - 1\right)^2}$$

Los esfuerzos en la tubería pueden clasificarse en biaxiales y triaxiales. El efecto biaxial considera el cambio en la resistencia al colapso y presión interna debido a la tensión o compresión del aparejo.

Por otro lado, el diseño triaxial considera que en cada elemento de acero en la tubería actúan tres esfuerzos sobre su superficie, estos son el esfuerzo axial, radial y tangencial. La única diferencia entre el concepto triaxial y el biaxial es que el segundo considera el esfuerzo radial igual a cero.

¹⁸ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

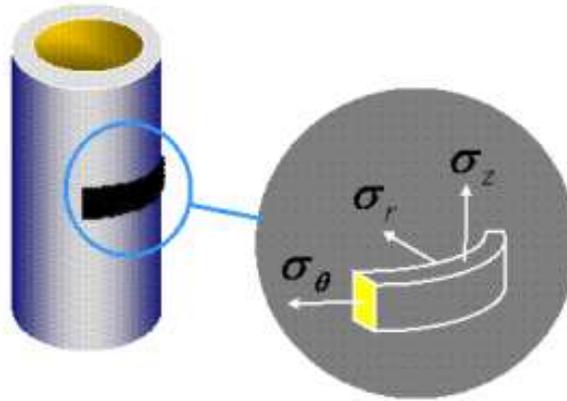


Figura 1.19 Esfuerzos axial, radial y tangencial ¹⁹

El concepto de esfuerzos biaxiales y triaxiales se deriva de la teoría de distorsión de energía, la cual se representa con la ecuación conocida como ecuación de Von Mises o triaxial.

Una forma alterna de representar el modelo mencionado anteriormente, para su aplicación en el campo de ingeniería, ha sido resultado de simplificar, a partir de la misma teoría clásica de la elasticidad, el significado de los esfuerzos tangenciales y radiales mediante las ecuaciones de Lamé, las cuales son las siguientes.

Esfuerzo tangencial:

$$\text{Ecuación 1.26: } \sigma_T = \frac{P_I * r_i^2 * (r_e^2 + r^2) - P_E * r_e^2 * (r_i^2 + r^2)}{r^2 * (r_e^2 + r_i^2)}$$

Esfuerzo radial:

$$\text{Ecuación 1.27: } \sigma_R = \frac{-P_I * r_i^2 * (r_e^2 - r^2) - P_E * r_e^2 * (r^2 - r_i^2)}{r^2 * (r_e^2 + r_i^2)}$$

Donde:

r = radio de referencia

r_i = radio interior

P_I = Presión Interna

r_e = radio exterior

P_E = Presión Externa

¹⁹ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Finalmente, el esfuerzo de Von Mises o triaxial, se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 1.28: } \sigma_{VME}^2 = \sigma_A^2 + (C_1 * P_I + C_2 * P_E) * \sigma_A + C_3 * P_I^2 + C_4 * P_E^2 + C_5 * P_I * P_E$$

Donde:

$$C = \frac{(d/t)^2}{2 * (d/t - 1)}$$

$$C_1 = 2 - C$$

$$C_2 = C$$

$$C_3 = C^2 - C + 1$$

$$C_4 = C$$

$$C_5 = -2C_2 + C$$

$$t = \text{espesor [pg]}$$

$$d = \text{diámetro exterior [pg]}$$

$$\sigma_A = \text{Esfuerzo axial [psi]}$$

Los factores de diseño son otro aspecto importante que debe tenerse en cuenta y de estos se hablará a continuación. Los efectos de carga son separados de la resistencia de la tubería por un multiplicador conocido como factor de seguridad, cuya función es tener un respaldo en el diseño debido a la incertidumbre en determinar las condiciones de carga reales, además del cambio de las propiedades del acero debido a corrosión y desgaste. El factor de seguridad es definido como la relación entre la resistencia del tubo y la magnitud de la carga aplicada y se calcula con la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 1.29: } FS = \frac{\text{Resistencia del material}}{\text{Carga aplicada}}$$

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

En la tabla 1.5 se presentan factores de diseño dependiendo de las distintas condiciones de carga en la tubería.

Tabla 1.5 Factores de diseño

Condiciones de carga	Rango	Más común	Recomendado
Presión interna	1.0 – 1.35	1.125	1.25
Colapso	0.85 – 1.50	1.125	1.125
Tensión junta	1.50 – 2.0	1.80	1.80
Tensión cuerpo	1.30 – 2.0	1.80	1.60

Cuando se diseña la tubería de producción deben tenerse en cuenta y prevenir posibles daños, uno de ellos es la pérdida de metal, la cual reduce el espesor de pared de la tubería y conduce a una correspondiente reducción en su resistencia a las cargas. Este fenómeno se debe a dos factores durante la etapa de producción del pozo:

- Desgaste por erosión asociado a la velocidad de flujo.
- Desgaste por corrosión, debido al contacto de fluidos corrosivos de la formación.

Los parámetros que se deben considerar en el diseño para evitar desgaste por corrosión de la tubería serán descritos a continuación.

- *Presión parcial por H₂S*. El fenómeno de corrosión por H₂S se conoce como corrosión amarga y se acentúa con el incremento del esfuerzo a la tensión de la tubería y con la presencia de agua, el H₂S reacciona por medio de los átomos de H⁺, los cuales se introducen en el acero, incrementando la presión en los espacios intergranulares, generando fisuras. El cálculo de esta presión se efectúa con la siguiente fórmula.

$$\text{Ecuación 1.30: } PPH_2S = \frac{(\%mol \text{ ó } PPM)H_2S * Ptp_i}{C} \text{ [psi]}$$

Donde:

Ptp_i = Presión en un punto determinado

C = 100 en % mol

C = 10,000 en PPM

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Presión parcial por CO₂*. El fenómeno de corrosión por CO₂ se conoce como corrosión dulce y ocurre cuando el agua de formación tiene contacto con el acero, por lo cual se torna crítico en pozos con alto corte de agua. Esta presión se calcula mediante la siguiente fórmula.

$$\text{Ecuación 1.31: } PPCO_2 = \frac{(\%mol \text{ ó PPM})CO_2 * Ptp_i}{B} \text{ [psi]}$$

Donde:

Ptp_i = Presión en un punto determinado

$B = 100$ en % mol

$B = 10,000$ en PPM

En la tabla 1.6 se enuncia el riesgo por corrosión dependiendo del valor obtenido de ambas fórmulas.

Tabla 1.6 Nivel de riesgo por corrosión

	Presiones parciales	Corrosión esperada	Acero recomendado
CO ₂	Mayores o iguales a 30 [psi]	Alta	TRC – 95
	Entre 3 a 30 [psi]	Media	TRC – 95, L – 80
	Menores a 3 [psi]	No se presenta	Cualquier grado
H ₂ S	Mayores a 1.5 [psi]	Alta	TRC – 95
	Entre 0.05 a 1.5 [psi]	Media	TRC – 95, L – 80
	Menores a 0.05 [psi]	No se presenta	Cualquier grado

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Una de las maneras más usadas para saber qué tipo de acero elegir según las presiones parciales, es con la siguiente gráfica:

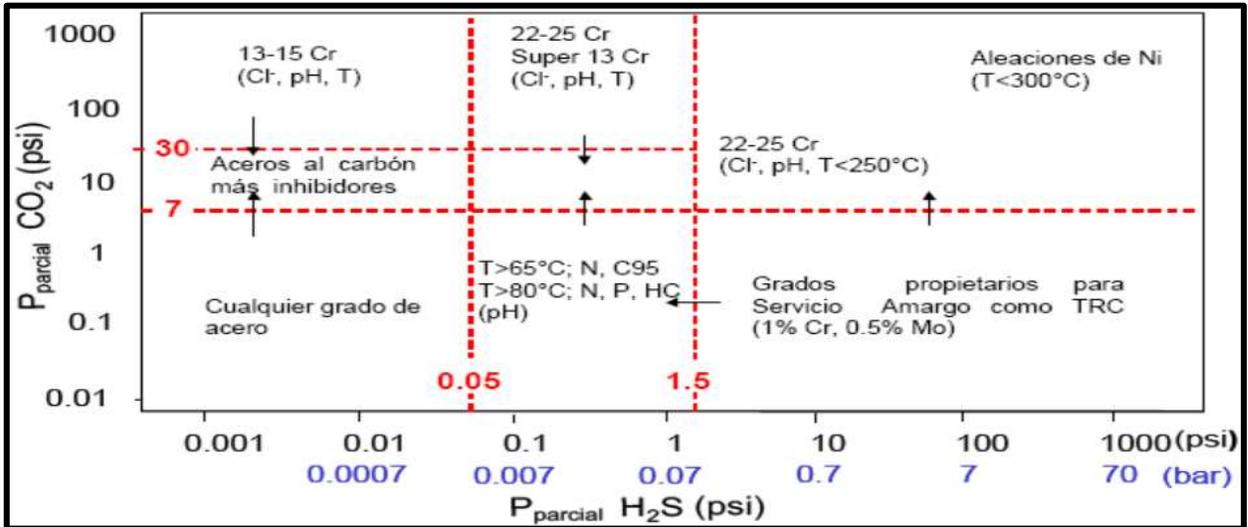


Figura 1.20 Acero recomendado según la presión parcial de H_2S y CO_2 ²⁰

Una vez que conocemos la presión parcial por CO_2 y H_2S , podemos saber cuál es el tipo de acero recomendado. Por ejemplo, si tenemos $P_{\text{parcial}} \text{H}_2\text{S} = 0.01$ [psi] y $P_{\text{parcial}} \text{CO}_2 = 200$ [psi], ingresamos a la gráfica con esos datos, buscamos la intersección de esos dos valores y nos arroja que el acero recomendado es 13-15 Cr.

- *Efecto de la temperatura sobre la resistencia del acero.* El incremento de temperatura produce una disminución en la resistencia a la cedencia de los tubulares hasta en un 17% del valor nominal. Este fenómeno puede observarse en la figura 1.21.

²⁰ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

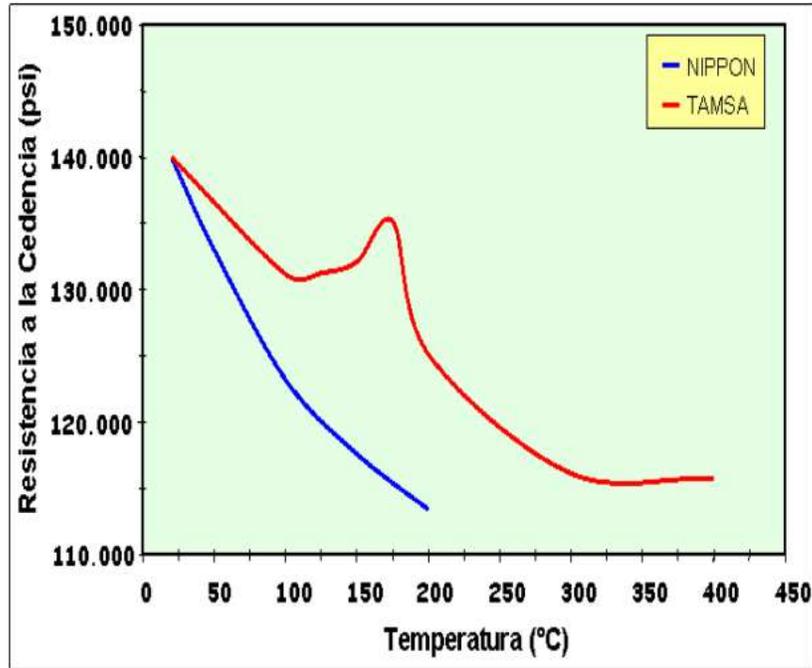


Figura 1.21 Efecto de la temperatura con la cedencia de la tubería ²¹

Por lo tanto, se debe aplicar un factor de corrección por este efecto y obtener el valor real de la resistencia. El factor debe aplicarse multiplicando el dato de resistencia a la cedencia antes de aplicar el factor de seguridad. Estos factores de corrección se encuentran en la tabla 1.7

Tabla 1.7 Factores de reducción

Comportamiento del grado de acero con el incremento de la temperatura					
<i>Temperatura</i> [°C]	Factor de reducción				
	<i>N-80</i>	<i>TRC-95</i>	<i>P-110</i>	<i>TAC-110</i>	<i>TAC-140</i>
20	1	1	1	1	1
100	0.97	0.97	0.99	0.94	0.94
125	0.96	0.99	1	0.94	0.94
150	0.92	0.96	0.93	0.91	0.94
175	0.93	0.93	0.97	0.94	0.97
200	0.90	0.92	0.95	0.90	0.89

²¹ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Comportamiento del grado de acero con el incremento de la temperatura					
300	0.94	0.95	0.95	0.92	0.83
400	0.89	0.87	0.86	0.84	0.83

El otro fenómeno causado por la temperatura es el efecto de corrosión. La norma NACE indica que el H₂S incrementa su ataque al acero a temperaturas cercanas a 65 [°C]. A temperaturas mayores, el efecto es menor debido a que disminuye la solubilidad del ácido sulfhídrico en el agua y con esto la velocidad de reacción generada por el hidrógeno. El fenómeno por corrosión debido al bióxido de carbono tiene un comportamiento similar al del sulfhídrico con relación a la temperatura. El máximo ritmo de corrosión se presenta a temperaturas entre 70 y 80 [°C].

- *Velocidad de erosión.* La velocidad de los fluidos de producción son otro factor de pérdida de material o corrosión, la velocidad se calcula con la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 1.32: } Ver = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} [pie/seg]$$

Donde:

C = Constante

$C = 1$ en servicio continuo

$C = 125$ en servicio intermitente

$C = 150 - 200$ Controlado por anticorrosivo continuo

$C > 250$ Controlado por anticorrosivo intermitente

Ver = Velocidad de erosión [pie / seg]

ρ_m = Densidad de la mezcla [lbm / pie³]

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

También es importante controlar la eficiencia de flujo de la mezcla, se recomienda que sea menor al 90% para evitar desgaste por erosión. Esta eficiencia se calcula con la siguiente fórmula.

$$\text{Ecuación 1.33: } ef = \frac{vf}{Ver} * 100$$

Donde:

ef = eficiencia

vf = Velocidad del fluido [pies / seg]

Para que exista corrosión debido a la velocidad, deben presentarse las siguientes condiciones.

- Presencia de CO₂ o H₂S.
- Agua (ph<5) y gas libre.
- Velocidad del fluido mayor a la velocidad de erosión.
- Presión y temperatura.

Durante las operaciones de cementación forzada, inyección, estimulación, fracturamiento, producción y cierre de pozos, se producen cambios de presión y temperatura, los cuales tienen efecto sobre el aparejo de producción. El cálculo de las elongaciones y contracciones de la tubería de producción (TP), permitirá definir la longitud de sellos necesaria o longitud de junta de expansión y en su caso, determinar los esfuerzos en la TP y el empacador. Los efectos que producen estos movimientos netos del aparejo de producción serán descritos a continuación.

- *Pistón*. El efecto de pistón se basa en la Ley de Hooke y se debe a la diferencial de presión actuando sobre una diferencial de área entre la tubería de producción y el empacador. Este efecto provoca un acortamiento si la presión diferencial es mayor en el interior de la tubería y un alargamiento si la presión es mayor en el espacio anular entre el aparejo y la tubería de revestimiento.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

La ley de Hooke establece que el cambio en longitud es directamente proporcional a la fuerza aplicada y está representada por la siguiente ecuación:

$$\text{Ecuación 1.34: } \Delta L_1 = \frac{L}{E * A_s} * [\Delta P_i * (A_E - A_i) - \Delta P_o * (A_E - A_o)]$$

Donde:

$$E = \text{Acero, } 30 \times 10^6 \text{ [psi]}$$

$$L = \text{Longitud de la TP [pies]}$$

$$A_s = \text{Área de la sección transversal de la TP [pg}^2\text{]}$$

$$F = \text{Cambio de la fuerza [lbs]}$$

$$\Delta F = (A_e - A_i) * \Delta P_i - (A_E - A_o) * \Delta P_o$$

$$\Delta P_i = P_{tp_{final}} - P_{tp_{inicial}}$$

$$\Delta P_o = P_{tr_{final}} - P_{tr_{inicial}}$$

Cuando se obtiene un signo positivo, significa que se está produciendo un efecto de elongación y cuando se obtiene un signo negativo, se está produciendo un efecto de contracción.

- *Baloneo (ballooning)*. Cuando la presión interna en un aparejo de producción es mayor que la presión externa, los esfuerzos radiales que actúan sobre la pared generan una expansión (aglobamiento) del tubo, este fenómeno causa una contracción longitudinal del aparejo y se expresa de la siguiente manera.

$$\text{Ecuación 1.35.a: } \Delta L_2 = \frac{\mu L^2}{E} * \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a - \frac{1+2\mu}{2\mu} \delta}{R^2 - 1} \right) + \frac{2\mu L}{E} * \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a}{R^2 - 1} \right)$$

Despreciando los efectos de fricción ($\delta = 0$).

$$\text{Ecuación 1.35.b: } \Delta L_2 = \frac{0-3 * L^2}{E} * \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a}{R^2 - 1} \right) + \frac{0.6 L}{E} * \left(\frac{\Delta \rho_i - R^2 \Delta \rho_a}{R^2 - 1} \right)$$

Donde:

$$R = \frac{A_o}{A_i}$$

$$A_o = \text{Área exterior de TP}$$

$$A_i = \text{Área interior de TP}$$

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

De la misma manera que el caso anterior, cuando se obtiene un signo positivo, significa que se está produciendo un efecto de elongación y cuando se obtiene un signo negativo, se está produciendo un efecto de contracción.

- *Buckling (pandeo helicoidal)*. Es producido por una diferencial de presión actuando sobre un área transversal del aparato de producción, causando un acortamiento de la tubería (-) y el pandeo se produce del punto neutro para abajo.

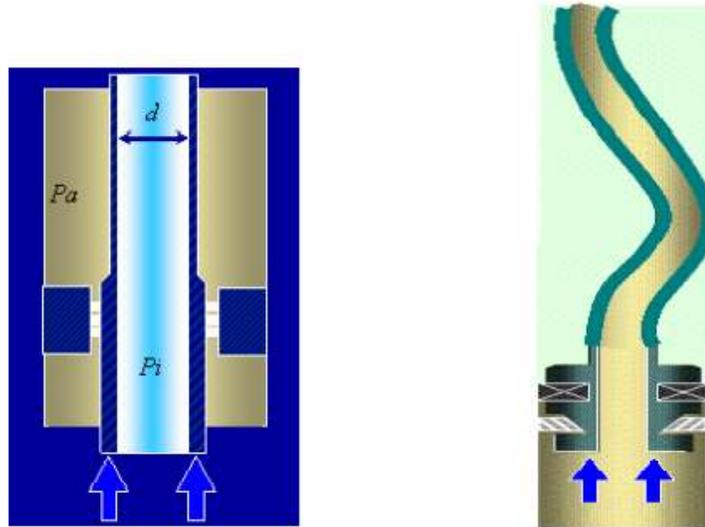


Figura 1.22 Efecto Buckling ²²

El punto neutro se define donde el esfuerzo axial, tangencial y radial son iguales y se determina con la siguiente ecuación.

$$\text{Ecuación 1.36.a: } \Delta L_3 = - \frac{r^2 * A_E^2 * (\Delta p_i - \Delta p_a)^2}{8 * E * l * w}$$

$$\text{Ecuación 1.36.b: } I = \frac{\pi}{64} * (D^4 - d^4)$$

$$\text{Ecuación 1.36.c: } w = w_t + w_{fi} - w_{fa}$$

$$\text{Ecuación 1.36.d: } w_{fi} = \rho_i * A_i = \frac{(\rho_i [ppg])}{231} * (A_i [pg^2])$$

²² Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Ecuación 1.36.e: $w_{fa} = \rho_a * A_a = \frac{(\rho_a [ppg])}{2.31} * (A_a [pg^2])$

Donde:

l = Momento de inercia

w = Peso total [lb / pg]

w_t = Peso unitario de la tubería [lb / pg]

w_{fi} = Peso del fluido en el interior [lb / pg]

w_{fa} = Peso del fluido en el anular [lb / pg]

A_i = Área interior

A_a = Área anular

D = Diámetro exterior de TP

d = Diámetro interior de TP

$$n = \frac{F_f}{w}$$

n = Distancia del fondo de la TP al punto neutro

F_f = Fuerza ficticia ($P_i - P_a$)

A_E = Área del empacador

P_i = Presión interior a la profundidad del empacador

P_a = Presión exterior a la profundidad del empacador

- *Temperatura.* La transferencia de calor de los fluidos inyectados o del yacimiento a la tubería de producción causan contracción o elongación de esta. Los cambios térmicos pueden producir mayores efectos que los producidos por los cambios de presión. El acero es un excelente conductor térmico y la tierra es un pobre conductor térmico.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

La ecuación que resuelve la elongación y la contracción es determinada a partir de lo siguiente.

Ecuación 1.37: $\Delta L_4 = L * \beta * \Delta T$

Donde:

L = Longitud del elemento

β = Coeficiente de expansión térmica
del material (12.42×10^{-6} [1 / °C])

ΔT = Cambio de temperatura (fluyendo - estática)

Finalmente, el movimiento total de la tubería estará dado por la suma de las longitudes calculadas, es decir, de la siguiente manera.

Ecuación 1.38: $\Delta L_T = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4$

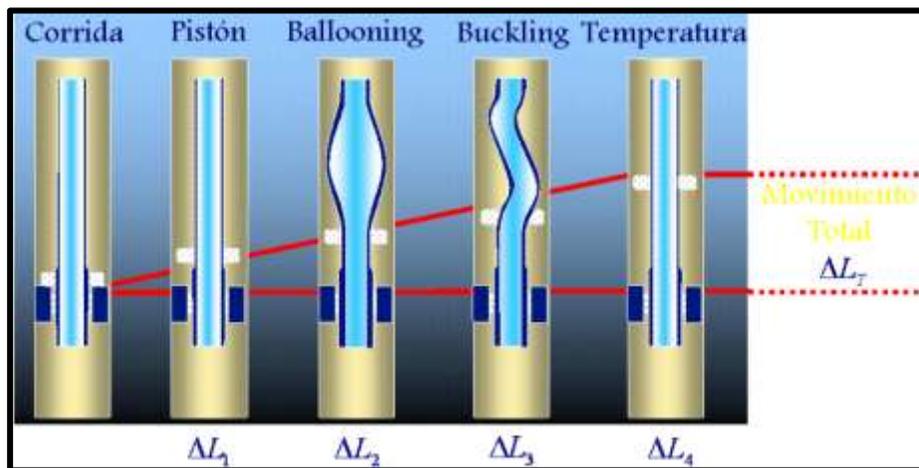


Figura 1.23 Suma de movimientos ²³

Selección de empacador de producción. (Arredondo Maldonado, 2006) El empacador es un accesorio empleado para aislar la tubería de revestimiento de los fluidos producidos o del yacimiento, permite sello hidráulico entre la TR y la TP y está

²³ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

diseñado para soportar cargas dinámicas y diferenciales de presión sobre el empacador, durante la vida productiva del pozo. Sus principales funciones son:

- Proteger el revestimiento de la presión del yacimiento.
- Proteger el revestimiento de los fluidos producidos.
- Aislar zonas con daño o perforaciones recementadas.
- Mantener un fluido tratado en el espacio anular.

Se pueden clasificar en permanentes y recuperables.

- *Permanentes*. Empacadores que quedan fijos a la tubería de revestimiento mediante cuñas de acción opuesta, su recuperación requiere la molienda de estos.

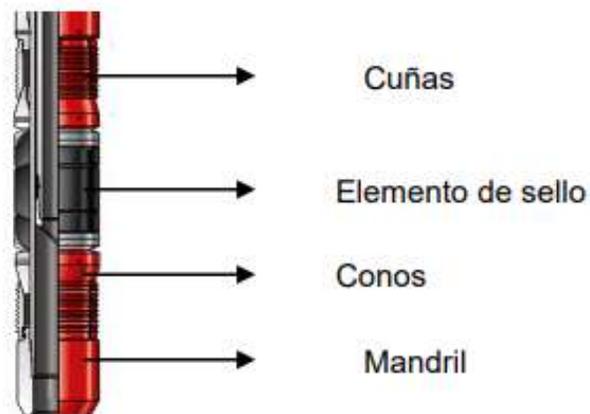


Figura 1.24 Empacadores permanentes ²⁴

- *Recuperables*. Empacadores que son diseñados para ser anclados y pueden recuperarse evitando así problemas de molienda y pesca posteriores, pueden introducirse en dos o un solo viaje.

²⁴ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

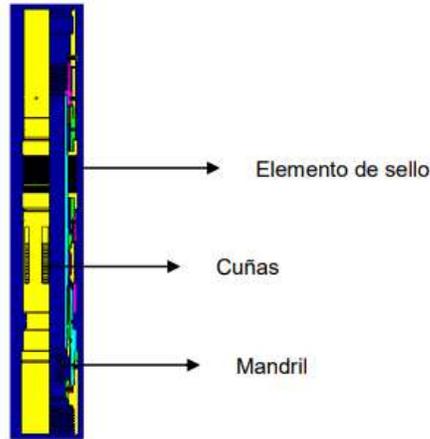


Figura 1.25 Empacadores recuperables ²⁵

Los empacadores de producción son diseñados para ciertas condiciones de trabajo, las cuales deben ser bien conocidas para evitar falla de estos. La matriz de carga de un empacador provee las bases para evaluar los efectos simultáneos de presión diferencial y cargas axiales.

Para una correcta evaluación y comparación del rendimiento de diferentes empacadores se requiere un entendimiento de los efectos simultáneos de los dos fenómenos mencionados anteriormente. Con el conocimiento correcto de estos, se podrá operar de manera segura, se evitarán posibles fallas durante la ejecución, pero también se evitará compras innecesarias de materiales de alta resistencia o de resistencia mayor a la requerida.

Los parámetros por considerar para la selección de empacador son los siguientes:

- *Condiciones de operación.*
 - Diferencial de presión.
 - Cargas axiales.
 - Temperatura.
 - Fluidos producidos.

²⁵ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos.*

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Condiciones del pozo.*
 - Diámetro interior de la TR.
 - Fluido de terminación.
 - Desviación y severidad.

- *Procedimiento para correrlo y anclarlo.*
 - Tubería de perforación.
 - Cable / línea.
 - Tubería flexible.
 - Integral.

- *Intervenciones futuras.*
 - Reparaciones mayores
 - Reparaciones menores
 - Intervenciones sin equipo

- Selección del empacador a partir de la Envoltura de Desempeño.

Las pruebas realizadas a los empacadores para determinar su desempeño en cuanto a cargas y presiones aplicadas son realizadas por la norma ISO 14310, en donde se definen las condiciones aplicadas por varios ciclos, aplicando presión sobre y bajo el empacador. Las pruebas mencionadas son ejecutadas bajo varias condiciones de presión y temperatura y utilizando diferentes fluidos (gas, agua, etc.), para simular las condiciones reales.

Las pruebas van desde la VO hasta la V6, con tubería abierta y tapada, por ejemplo:

- *Prueba V0* - Utiliza gas durante un periodo largo de prueba y no permite ninguna fuga a través del elemento de sello, es decir 100% hermético.
- *Prueba V3* - Utiliza como fluido de prueba algún líquido (agua, aceite) y permite un porcentaje de tolerancia de fuga sobre el elemento de sello.
- *Prueba V6* - Es una prueba realizada de acuerdo con la necesidad del cliente o por experiencias de algún problema del campo.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Por otro lado, hablando del diferencial de presión, este es el ejercido por las presiones sobre y bajo el empacador y se generan de acuerdo con las condiciones de operación del pozo durante operaciones como inducción, prueba de admisión y estimulación o fracturamiento; cada una de estas operaciones serán descritas a continuación.

- *Inducción.* Durante la inducción se desplaza el fluido de terminación o fluido producido del yacimiento por nitrógeno, por lo regular este proceso se realiza con el auxilio de la tubería flexible. Ahora, se describirá cómo calcular la presión diferencial.

Primero, se calcula la presión sobre el empacador con la siguiente ecuación.

$$\textbf{Ecuación 1.39: } P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{ve} + P_{TR}$$

Donde:

P_{SE} = Presión sobre el empacador

ρ_{fe} = Densidad del fluido exterior [gr/cc]

D_{ve} = Profundidad vertical del empacador [m]

P_{TR} = Presión en el espacio anular [psi]

Ahora, calculamos la presión bajo el empacador con la siguiente ecuación.

$$\textbf{Ecuación 1.40: } P_{BE} = 1.422 * \rho_{N2} * D_{ve} + P_{fN} + P_{TP}$$

Donde:

P_{BE} = Presión bajo el empacador

ρ_{N2} = Densidad del N₂ (0.2 [gr/cc])

D_{ve} = Profundidad vertical del empacador [m]

P_{fN} = Pérdidas por fricción [psi]

P_{TP} = Presión en TP [psi]

Finalmente, teniendo estos valores, podemos calcular el diferencial de presión con la siguiente ecuación.

$$\textbf{Ecuación 1.41: } \Delta P_{Emp} = P_{SE} - P_{BE}$$

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

- *Prueba de admisión.* La prueba de admisión es realizada mediante el represionamiento del sistema con la finalidad de conocer el valor de presión en el que la formación cede a la admisión de fluido.

Ecuación 1.42.a: $P_{BE} = 1.422 * \rho_{ft} * D_{ve} + P_{bba} - P_f$

Ecuación 1.42.b: $P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{ve} + P_{TR}$

Ecuación 1.42.c: $P_f = \frac{f * \rho_{ft} * \bar{v}^2}{3.1 * d} * D_{ve}$

Donde:

P_{BE} = Presión bajo el empacador

P_{SE} = Presión sobre el empacador

ρ_{ft} = Densidad del fluido de terminación

P_{bba} = Presión de la bomba

P_f = Caídas de presión por fricción

f = Factor de fricción del acero

\bar{v}^2 = Velocidad del fluido

d = Diámetro interno de la tubería

ρ_{fe} = Densidad del fluido exterior [gr/cc]

D_{ve} = Profundidad vertical del empacador [m]

P_{TR} = Presión en el espacio anular [psi]

- *Estimulación o fracturamiento.* Las operaciones de estimulación o fracturamiento involucran la inyección de fluidos con el objetivo general de mejorar las condiciones de permeabilidad para permitir el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. Las presiones que involucran al empacador se calculan de la siguiente manera:
 - Presión bajo el empacador.

Ecuación 1.43: $P_{BE} = 1.422 * \rho_{ft} * D_{ve} + P_{bba} - P_f$

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

➤ Presión sobre el empacador.

Ecuación 1.44: $P_{SE} = 1.422 * \rho_{fe} * D_{ve} + P_{TR}$

Donde:

P_{BE} = Presión bajo el empacador P_{TR} = Presión en el espacio anular [psi]

P_{SE} = Presión sobre el empacador ρ_{fe} = Densidad del fluido exterior
[gr/cc]

ρ_{ft} = Densidad del fluido de terminación D_{ve} = Profundidad vertical del empacador [m]

P_{bba} = Presión de la bomba P_f = Caídas de presión por fricción

Ahora, hablando de las cargas sobre el empacador, estas se darán de acuerdo con las actividades que se realicen, es decir, durante la introducción, pruebas, en producción, etc.

Una manera de calcularlas es la utilización de softwares especializados, una vez definido el diseño de la tubería de producción, automáticamente el software arroja las diferenciales de presión y cargas sobre el empacador de acuerdo con los eventos simulados. Este tipo de software es utilizado para el diseño del aparejo de producción, diferencial de presión y cargas sobre el empacador.

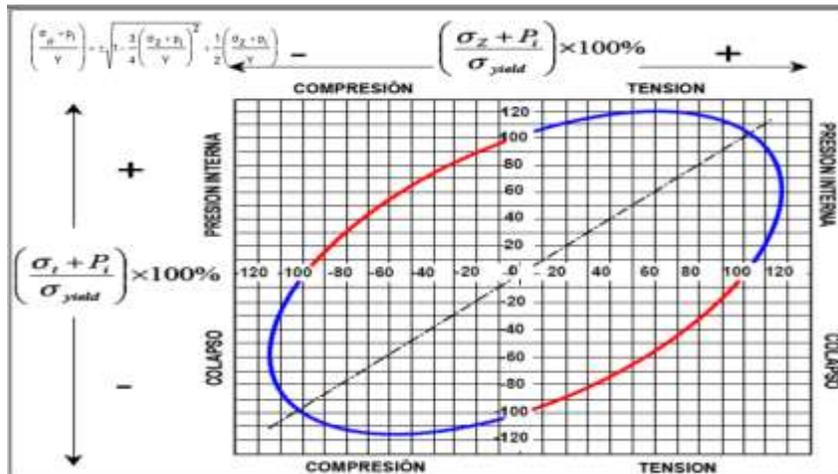


Figura 1.26 Representación gráfica de la Ecuación de Von Misses ²⁶

²⁶ Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Selección de fluidos de terminación. (Arredondo Maldonado 2022a) El fluido de terminación es un fluido limpio libre de sólidos utilizado después de la perforación, éste debe ser compatible con el tipo de roca y fluidos contenidos en la formación y debe evitar el daño a la formación. Sus principales funciones son las siguientes:

- Control del pozo.
- Permite bajar las herramientas al pozo.
- Evita formación de hidratos.
- Evita daño a la formación.

Generalmente los fluidos de terminación son salmueras las cuales pueden clasificarse de la siguiente manera.

Tabla 1.8 Clasificación de salmueras

Salmueras		
Divalentes	Monovalentes	
<i>Inorgánicas</i>	<i>Inorgánicas</i>	<i>Orgánicas</i>
Cloruro de Calcio	Cloruro de sodio	Formiato de sodio
Bromuro de Calcio	Cloruro de Potasio	Formiato de potasio
Cloruro de calcio y Bromuro de Calcio	Cloruro amonio	Formiato de cesio
Cloruro de calcio, Bromuro de Calcio, Bromuro de Zinc	Bromuro de sodio	

La densidad de una salmuera se obtiene disolviendo sal en agua. La densidad se alcanza directamente relacionada con la cantidad de sal en solución. La tabla 1.9 muestra la máxima solubilidad en salmueras estándar a temperatura ambiente.

Tabla 1.9 Máxima solubilidad en salmueras

Sal	Disolución (agua %)	Densidad [lb/gal]	Gravedad específica	Sal [lb]	Agua [lb]
Cloruro de sodio	26	10	1.200	109	311
Cloruro de potasio	24	9.7	1.164	98	309

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Sal	Disolución (agua %)	Densidad [lb/gal]	Gravedad específica	Sal [lb]	Agua [lb]
Bromuro de sodio	46	12.7	1.525	245	288
Cloruro de calcio	40	11.8	1.416	198	298
Bromuro de calcio	57	15.3	1.837	366	277
Bromuro de zinc	78	21	2.521	688	194
Formiato de sodio	50	11.1	1.329	231	235
Formiato de potasio	78	13.3	1.595	434	125
Formiato de cesio	84	19.17	2.30	676.3	128.8

En la tabla 1.10 se muestra otra clasificación de las salmueras con sus densidades correspondientes.

Tabla 1.10 Tipos de salmueras

Tipo	Densidad [lb/gal]	Densidad típica [lb/gal]	Nombre
NaCl	8.33 – 10	8.4 – 10	Cloruro de sodio
KCl	8.33 – 9.7	8.4 – 9	Cloruro de potasio
NH ₄ Cl	8.33 – 8.9	8.4 – 8.7	Cloruro de amonio
NaBr	8.33 – 12.7	10 – 12.5	Bromuro de sodio
NaCl / NaBr	8.33 – 12.5	10 – 12.5	Cloruro – Bromuro de sodio
NaHCO ₂	8.33 – 11.1	9 – 10.5	Formiato de sodio
KHCO ₂	8.33 – 13.3	10.8 - 13.1	Formiato de potasio
NaHCO ₂ / KHCO ₂	8.33 – 13.1	8.4 – 12.7	Formiato de sodio/potasio
KHCO ₂ / CsHCO ₂	8.33 – 20	13.1 – 18.3	Formiato de potasio/cesio
CaCl ₂	8.33 – 11.8	±9 – 11.6	Cloruro de calcio
CaBr ₂	8.33 – 15.3	±12 – 14.2	Bromuro de calcio
CaCl ₂ / CaBr ₂	8.33 – 15.1	11.7 – 15.1	Cloruro – Bromuro de calcio

1. Diseño de terminación de pozos en aguas profundas.

Tipo	Densidad [lb/gal]	Densidad típica [lb/gal]	Nombre
ZnBr ₂	±12 – 21	19.2 - 21	Bromuro de zinc
ZnBr ₂ / CaBr ₂	±12 – 19.2	±14 – 19.2	Cloruro – Bromuro de zinc
ZnBr ₂ / CaBr ₂ / CaCl ₂	±12 – 19.1	±14.2 – 19.2	Cloruro de calcio / Bromuro de Calcio / Zinc
CsHCO ₂	±8.33 - 20	13.2 – 19.2	Formato de cesio

Hay ciertos factores importantes que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar el fluido de terminación a utilizar en el pozo, estos serán los siguientes.

- Densidad.
- Temperatura.
- Compatibilidad de los fluidos de la formación.
- Control de corrosión.
- Características relacionadas con la salud, seguridad, y el medio ambiente.
- Costo.

2. Tipos de árboles Submarinos (HXT, VXT)

Los cabezales de pozo y los árboles de navidad son una de las piezas de equipo más vitales en un sistema de producción submarino. El sistema de cabezal de pozo submarino realiza el mismo funcionamiento general que un cabezal de pozo de superficie convencional. Soporta y sella sartas de revestimiento, también soporta el BOP durante la perforación y el árbol después de la terminación.

Un árbol de navidad es básicamente un arreglo de válvulas instaladas en un pozo para proporcionar una interfaz controlable entre el pozo y las instalaciones de producción. El árbol de navidad contiene varias válvulas utilizadas para probar, dar servicio, regular o ahogar la corriente de aceite producido, gas y líquidos que suben del pozo de abajo. Las configuraciones de los árboles de navidad submarinos pueden ser diferentes según los diversos proyectos y desarrollos de campos.

El sistema de cabezal de pozo submarino y los árboles de navidad se diseñan principalmente de acuerdo con las normas y códigos siguientes:

- *API 6A*, Especificación para cabezales y XT.
- *API 17D*, Diseño y operación de Sistemas de Producción Submarinos - Cabezal Submarino y árbol de navidad.
- *API RP 17A*, Diseño y Operación de Sistemas de Producción Submarinos - Requerimientos generales y recomendaciones.
- *API RP 17H*, Vehículos remotamente operados (ROV) Interfaces en sistemas de producción submarinos.
- *API RP 17G*, Diseño y operación de risers de terminación/reacondicionamiento.
- *ASME B31.3*, Tuberías de proceso.
- *API 5L*, Especificación para línea de tubería.
- *ASME B31.8*, Sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas.
- *ASME BPVC VIII*, Reglas para la Construcción de Recipientes a Presión - División 1 y 2.
- *AWS D1.1*, Código de soldadura de acero estructural.
- *DNV RP B401*, Diseño de Protección Catódica.

- *NACE MR-0175*, Industrias de petróleo y gas natural - Materiales para uso en entornos que contienen H_2S en la producción de petróleo y gas.

Dentro de la clasificación de árboles submarinos, se encuentran los árboles horizontales (HXT) y los árboles verticales (VXT), a continuación, se abordarán sus principales características, criterios de selección, así como la secuencia de terminación usando cada uno de ellos (Bai & Bai, 2019b).

2.1 Criterios de selección

Hay ciertos aspectos que deben ser considerados a la hora de elegir si se usará un árbol horizontal o uno vertical, algunos de ellos son expuestos a continuación.

- Un VXT es más grande y pesado, lo que debe tenerse en cuenta si el área de instalación del equipo es limitada.
- La terminación del pozo es otro factor al seleccionar HXT o VXT. Si el pozo está terminado pero el árbol aún no se ha preparado, se necesita un VXT. O si se desea un HXT, entonces el pozo debe completarse después de la instalación del árbol.
- Un HXT se aplica en yacimientos complejos o en aquellos que necesitan reparaciones frecuentes que requieren recuperación de tubería, mientras que un VXT a menudo se elige cuando la frecuencia de reacondicionamientos de recuperación de tubería es baja.

2.2 Árbol Vertical

En el caso del árbol vertical, el pozo se completa antes de su instalación. El VXT se aplica común y ampliamente en campos submarinos debido a su flexibilidad de instalación y operación. En este tipo de árbol, la producción y el orificio anular pasan verticalmente a través del cuerpo del árbol. Las válvulas maestras y las válvulas de aguja también se apilan verticalmente. El colgador de tubería aterriza en la cabeza del pozo, por lo que el árbol de Navidad submarino se puede recuperar sin tener que

recuperar la terminación del fondo del pozo. A continuación, se enuncian los componentes del árbol vertical (Bai & Bai, 2019b).

Tubing head spool (THS). Una de las principales características del árbol vertical mejorado o de nueva generación, es que cuenta con un THS exclusivamente para poder sentar o colgar la tubería de producción dependiendo la operación que se esté ejecutando, ya que en el cabezal de perforación no existe espacio para alojar el colgador del tubing o tubería de producción. Por esto este accesorio es indispensable para instalar la terminación superior.

En la figura 2.1, en el lado izquierdo se puede observar un THS acoplado al árbol vertical, mientras que en la del lado derecho vemos un THS solo.



Figura 2.1 Tubing head spool ²⁷

Colgador hidráulico. Este accesorio se usa tanto para árbol vertical como para horizontal y en ambos casos el colgador es hidráulico. Es el elemento principal de la terminación superior ya que con él vamos a sentar toda la columna de la tubería de producción y sus accesorios, además hace sello hermético metal - metal en el THS.

²⁷ Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.

Sistema de soldador hidráulico. Es un sistema independiente, puede ser electro - hidráulico o hidráulico. Es suministrado por líneas hidráulicas y su función es permitir que podamos alojar el colgador en su posición final llevándolo desde la mesa rotaria hasta el THS por medio de controlar tanto el anclaje como el desanclaje del ya mencionado colgador.



Figura 2.2 Spanner joint ²⁸

Tapa superior. Una vez que el árbol queda instalado, en el conector de la parte superior va una tapa que se coloca en su posición con el ROV y hace sello.

Paquete de control del Riser (LRP). Sistema de preventores que se pueden cerrar para controlar la presión del pozo, controlar presiones, cortar tubería flexible o cable de registros. Este paquete contiene sistemas de seguridad para el cierre del pozo de forma segura.

²⁸ Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.



Figura 2.3 Paquete inferior del riser (LRP) ²⁹

Paquete de desconexión de emergencia (EDP). Es un sistema de seguridad de desconexión de emergencia exclusivo para los árboles verticales y está diseñado de tal manera que de forma electro – hidráulica o hidráulica se pueda hacer una desconexión de emergencia en caso de alguna fuga, problema en el pozo o alguna situación de emergencia. Este sistema está preparado para hacer una desconexión inmediata y se opera a través de líneas hidráulicas o electro - hidráulicas. Se instala mediante un riser de terminación que es más delgado que el de perforación cuando se hace una intervención al pozo, además, a través de este riser se pueden pasar herramientas de diámetro reducido.



Figura 2.4 Paquete de desconexión de emergencia (EDP) ³⁰

²⁹ Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.

³⁰ *Ibíd.*

Conjunto completo. En la siguiente imagen se observa el conjunto completo cuando se está terminando el pozo o cuando se requiere hacer una intervención. Cabe destacar que, si no se está efectuando alguna de estas operaciones, solamente queda instalado el THS y el árbol.

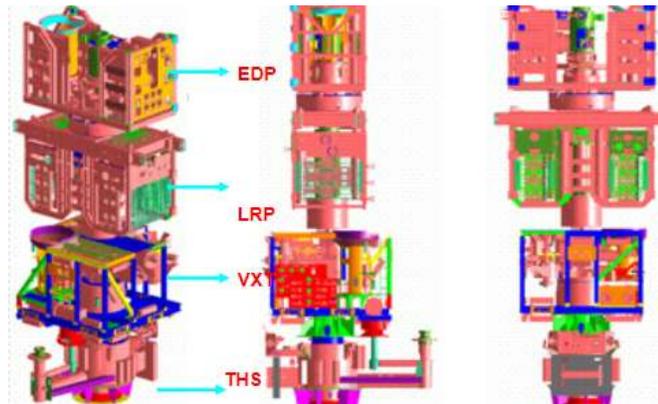


Figura 2.5 Conjunto completo ³¹

En la imagen 2.6 se puede observar cómo es el flujo de hidrocarburos a través del árbol vertical.

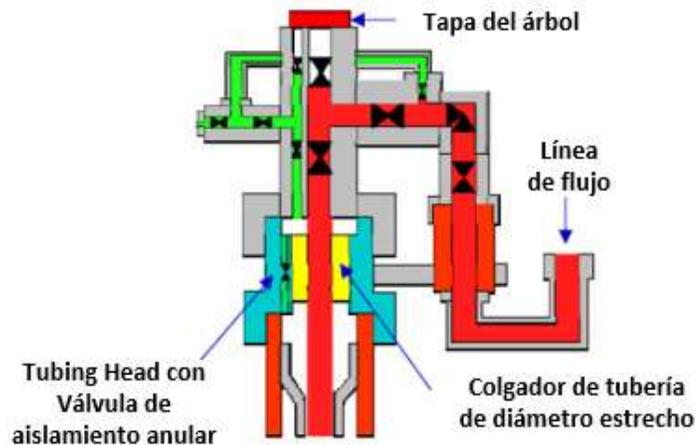


Figura 2.6 Flujo a través de un árbol vertical ³²

³¹ Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.

³² *Ibíd.*

A continuación, se muestra el significado de los símbolos usados en la figura anterior.

 Válvulas

 Estrangulador

La secuencia de terminación usando árbol vertical es la siguiente:

1. Una vez perforado y cementado el pozo, proceder a levantar el conjunto de preventores.
2. Instalar el THS (tubing head spool) sobre el cabezal de perforación, sentar el BOP sobre el THS y probar.
3. Realizar las operaciones de terminación.
4. Correr el aparejo de producción, su colgador – soltador y la junta de control (SPANNER JOINT); sentar en el THS.
5. Colocar fluido empacador ligero.
6. Anclar el empacador y probar.
7. Realizar pruebas de funcionalidad por medio de las líneas hidráulicas (pozo fluyendo), cerrar pozo.
8. Cerrar la válvula de fondo; válvula de seguridad y colocar tapón de apoyo en colgador o válvula). Verificar barreras de seguridad.
9. Recuperar el soltador y landing string.
10. Recuperar riser y preventores e instalar árbol.
11. Realizar pruebas de funcionalidad al árbol (Arredondo Maldonado, 2022d)

2.3 Árbol Horizontal

A diferencia del árbol vertical, el árbol horizontal no cuenta con varios componentes, él mismo cumple las diversas tareas para su correcto funcionamiento. En este capítulo no se abordarán ampliamente sus características y componentes, ya que a partir de capítulo 4, se hablará únicamente de este árbol y a lo largo de los siguientes capítulos se profundizará en sus aspectos más importantes.

2. Tipos de árboles Submarinos (HXT, VXT)

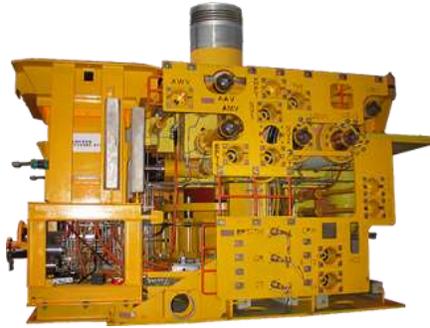


Figura 2.7 Árbol horizontal ³³

En la imagen 2.8 se puede observar cómo es el flujo de hidrocarburos a través del árbol horizontal.

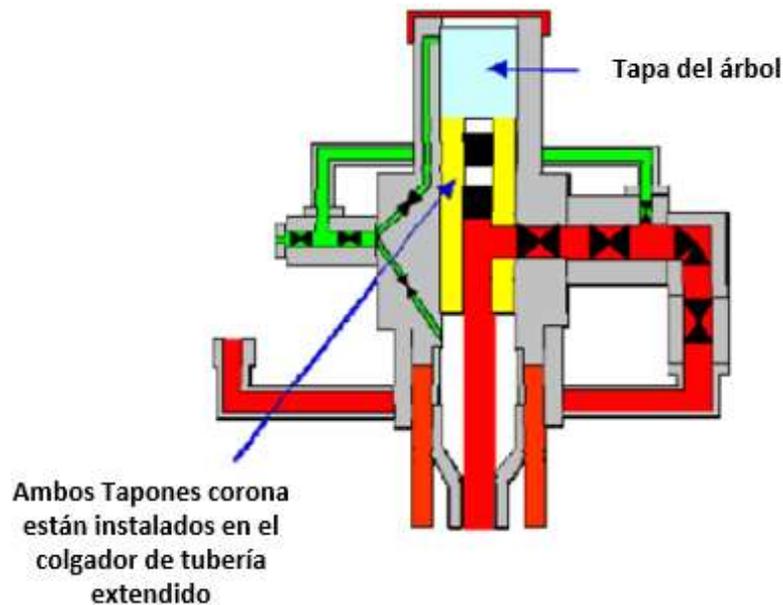


Figura 2.8 Flujo a través de un árbol horizontal ³⁴

A continuación, se muestra el significado de los símbolos usados en la figura anterior.

▣ Válvulas

▣ Estrangulador

■ Tapones corona (Crown Plugs)

³³ Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.

³⁴ *Ibíd.*

La secuencia de terminación usando árbol horizontal es la siguiente:

1. Una vez perforado y cementado el pozo, proceder a levantar el conjunto de preventores.
2. Instalar el árbol horizontal sobre el cabezal de perforación, sentar el BOP y probar.
3. Realizar las operaciones de terminación.
4. Correr el aparejo de producción, su colgador-soltador y la junta de control (SPANNER JOINT opcional), sentar en el nido del árbol.
5. Colocar fluido empacador ligero.
6. Anclar el empacador y probar.
7. Conectar el umbilical al árbol por medio del ROV.
8. Disparar intervalo y fluir pozo.
9. Realizar pruebas de funcionalidad por medio de las líneas hidráulicas (pozo fluyendo), cerrar pozo.
10. Cerrar la válvula de fondo; válvula de seguridad y colocar tapones del árbol. Verificar barreras de seguridad.
11. Recuperar el soltador y landing string.
12. Recuperar riser y preventores (Arredondo Maldonado, 2022d)

3. Diseño del árbol submarino horizontal

3.1 Elementos del árbol horizontal.

En Bai & Bai (2019b), se encuentra que los componentes principales del sistema de árbol incluyen los siguientes:

- Conector hidráulico de 18-3/4 pulgadas.
- Bloque de válvulas maestras:
 - Válvula maestra de producción de 5 pulgadas (PMV).
 - Válvula maestra anular de 2 pulgadas (AMV).
 - Válvula de acceso anular manual de 2 pulgadas (AAV).
- Bloque de válvulas de ala:
 - Válvula de ala de producción de 5 pulgadas (PWV).
 - Válvula de cruce de 2 pulgadas (XOV).
 - Válvulas de compuerta accionadas para aislamiento por inyección química de bloque de 1/2 pulg (CIT).
- Bloque de válvulas de ala anular:
 - Válvula de ala anular de 1/2 pulg (AWV).
- Interfaz de transductores de presión y temperatura.
- Tubería hidráulica según sea necesario para los circuitos de control e inyección de productos químicos.
- Paneles de interfaz de ROV.
- Interfaz ISO 13628-8 Dual Port Hot Stab.
- Anulaciones de válvulas.
- Sistema de protección catódica.
- Aislamiento.
- Tree debris cap.
- Cuerpo del árbol.
- Tapa interna del árbol (o tapón corona superior).
- Tapón corona.
- Sensores de presión y temperatura (PT, TT, PTT, etc.).

- Conector del árbol.
- Sistema del tubing hanger.

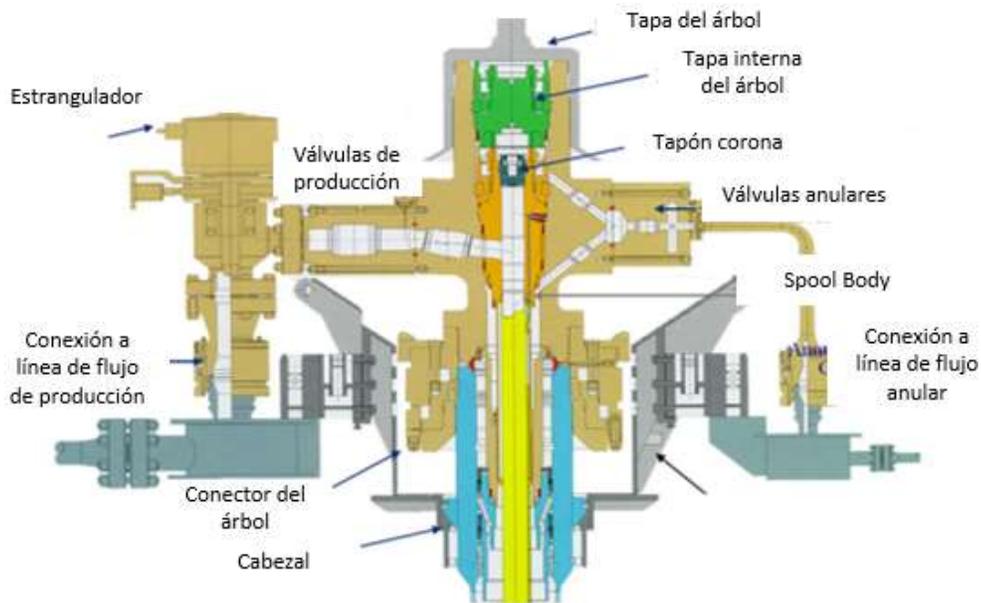


Figura 3.1 Componentes de un árbol horizontal ³⁵

A continuación, se abordarán más a detalle algunos aspectos importantes de componentes del HXT.

Tubing Hanger. El sistema de Tubing Hanger (TH) está diseñado para suspender y sellar las sartas de tubería en el agujero de producción de un pozo submarino. El TH podrá instalarse a través del conjunto BOP y asegurarse en el perfil interno del colgador de la TR o del orificio del árbol.

En un sistema de árbol horizontal, la configuración del colgador de tubería normalmente es concéntrica, con una salida de producción al lado. El montaje del colgador de tubería consta del cuerpo del colgador, el manguito de bloqueo, las garras de bloqueo, los sellos de la galería, el sello de bombeo, el receptáculo del penetrador eléctrico y el conector de acoplamiento seco inferior, y la unión de conexión.

³⁵ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

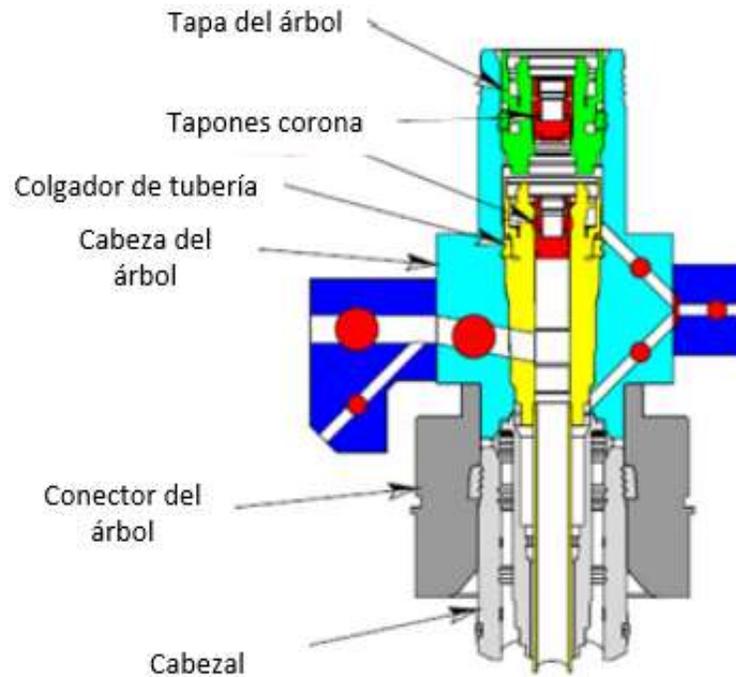


Figura 3.2 Tubing Hanger de un árbol horizontal ³⁶

Configuración de penetración. El número de puertos de control a través del colgador de tubería depende de:

- Cuantas SCSSV hay y si es balanceada o desbalanceada. Una SCSSV equilibrada requiere dos líneas de control, mientras que una válvula desequilibrada solo necesita una.
- Monitores de presión/temperatura de fondo de pozo (conector eléctrico en la subinterfaz de suspensión de tubería/extensión de árbol). Un cable eléctrico se extiende por debajo de la parte inferior de la sarta de tubería donde se encuentra un dispositivo de detección.

Por ejemplo, una configuración típica incluiría:

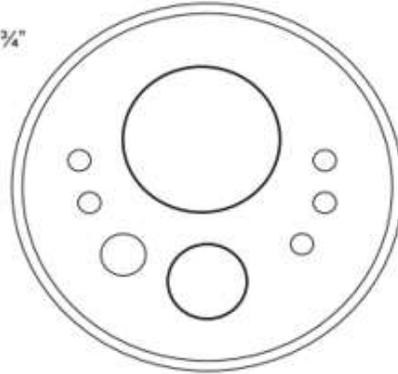
- Inyección de fondo de pozo - 1 Hid.
- SCSSV - 2 Hid.
- Hidráulica de pozo inteligente - 2 Hid.
- Aterrizaje suave - 1 Hid.

³⁶ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

- Medidores de fondo de pozo - 1 o 2 Elec.

Colgador típico de doble orificio

OD – 18 ¾"



Colgador típico de un orificio / diámetro estrecho

OD – 11 ¾"

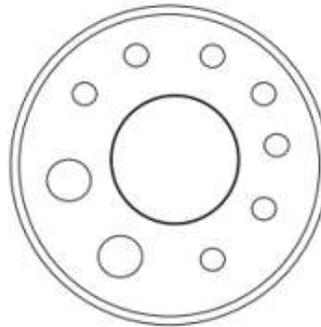


Figura 3.3 Configuración típica de penetraciones de un TH ³⁷

Herramienta para correr el Tubing Hanger (THRT). El THRT es usado para correr el TH dentro del cuerpo del árbol. El THRT tendrá un diseño de pistón balanceado con áreas transversales equivalentes para evitar que la presión anular actúe para desbloquearlo del TH y para garantizar que permanezca bloqueado incluso ante la pérdida de presión hidráulica durante la instalación o las operaciones de reparación.

³⁷ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

3. Diseño del árbol submarino horizontal



Figura 3.4 Tubing Hanger Running Tool ³⁸

Líneas hidráulicas del árbol (Piping). Las líneas hidráulicas del árbol se definen como toda tubería, accesorios o conductos de presión, excluyendo válvulas y estranguladores, desde los orificios verticales del árbol hasta las conexiones de la línea de flujo. La tubería se puede usar para producción, limpieza, monitoreo, inyección, servicio o prueba del árbol submarino. La tubería interna del árbol está aguas arriba de las primeras válvulas de ala del árbol. La tubería exterior del árbol está aguas abajo de la primera válvula de ala del árbol y aguas arriba del conector de la línea de flujo. Las tuberías para árboles normalmente se diseñan de acuerdo con ASME B31.3. Las pautas en las especificaciones de la API son generales y, en muchos casos, están abiertas a interpretación. Depende del fabricante aplicar su juicio de ingeniería.

³⁸ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

Conectores del árbol. El conector del árbol se utiliza para aterrizar y bloquear el árbol de Navidad submarino en un pozo submarino. Proporciona conexión mecánica y de presión, así como orientación entre el conjunto del árbol y el cabezal del pozo. Los conectores de árboles mecánicos generalmente son accionados por buzos usando una serie de tornillos para energizar un mecanismo de bloqueo. Los conectores de este tipo son adecuados para árboles de tipo S (simple) y DA (asistencia de buzo) que funcionan con auto elevadores y no se recomiendan para árboles que funcionan con flotadores.

Los conectores hidráulicos son el tipo más común de conectores de árbol. Son aptos para todo tipo de árboles.

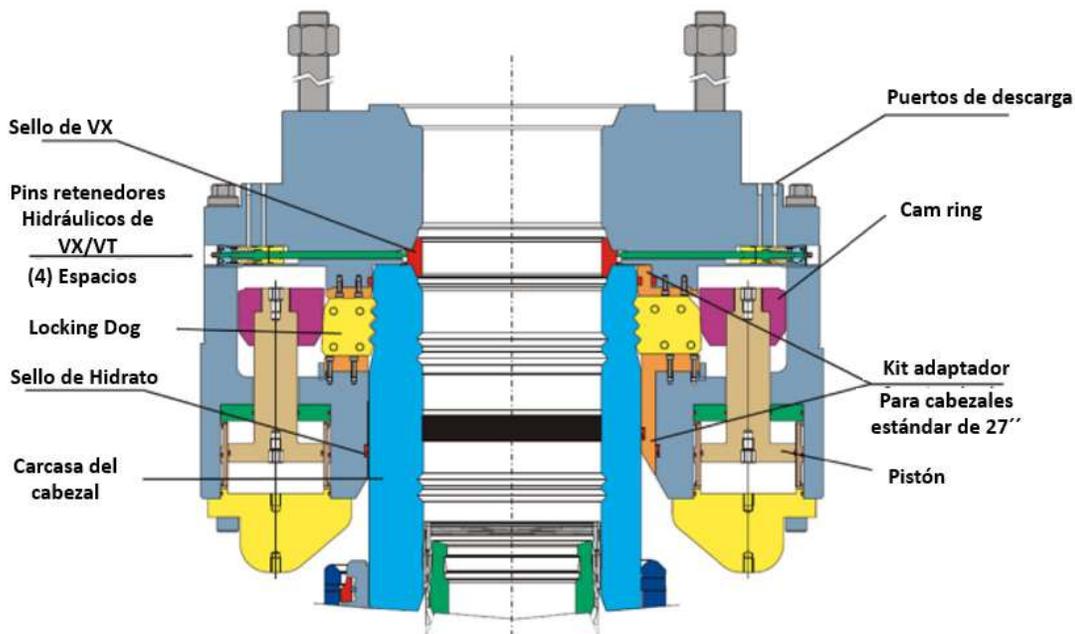


Figura 3.5 Conector Hidráulico de árbol ³⁹

Válvulas de árbol. Un árbol de Navidad submarino contiene varias válvulas que se utilizan para probar, reparar, regular o ahogar la corriente de petróleo, gas y líquidos producidos que sube del yacimiento.

³⁹ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

3. Diseño del árbol submarino horizontal

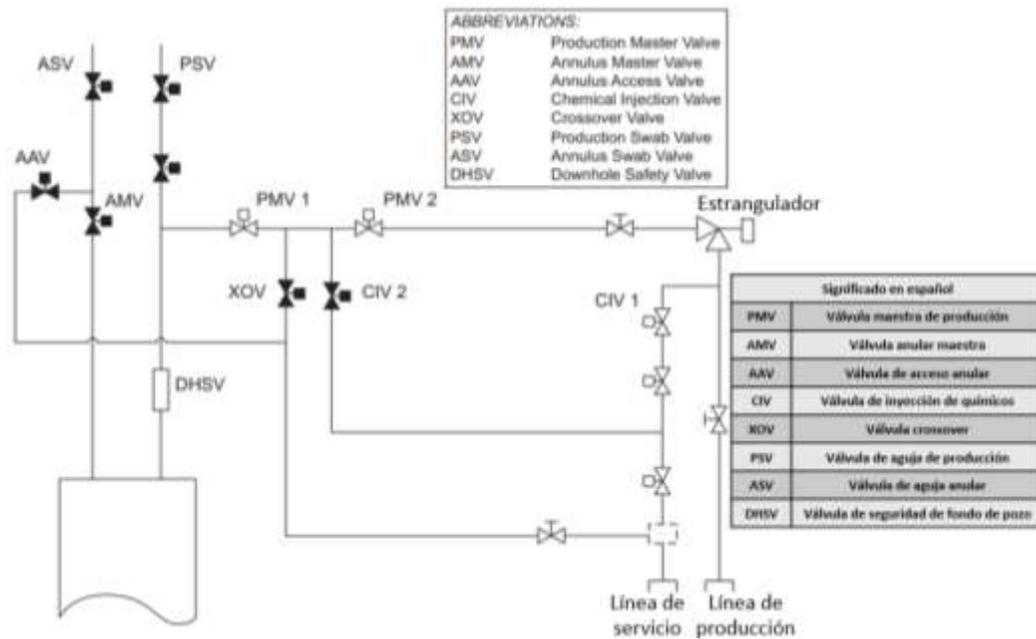


Figura 3.6 Configuración de válvulas de un árbol ⁴⁰

Estrangulador de producción. El estrangulador de producción es un dispositivo de control de flujo que provoca una caída de presión o reduce el caudal a través del orificio. Por lo general, se monta aguas abajo de la válvula de ala de producción en un árbol de navidad submarino para regular el flujo desde el pozo hasta el manifold, en el cual también se puede montar.

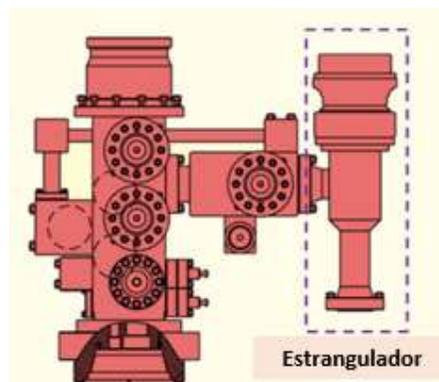


Figura 3.7 Estrangulador de producción submarino ⁴¹

⁴⁰ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>.

⁴¹ *Ibidem*.

Tapa del árbol. Las tapas de los árboles están diseñadas para evitar las fugas de fluido del pozo al medio ambiente y la caída de pequeños objetos en el mandril. Los diseños son muy diferentes entre HXT y VXT. Las tapas de los árboles generalmente están diseñadas para ser recuperables para un fácil mantenimiento. La tapa para desechos cubre la parte superior del carrete del árbol. Se instala bloqueado, desbloqueado, liberado y recuperado a través de operaciones asistidas por ROV. Una tapa de árbol interna está diseñada para engancharse al cuerpo del carrete por encima del colgador de la tubería y sellar el área por encima del colgador de la tubería a la máxima presión nominal de trabajo. Se instala a través del riser y se traba completamente dentro del orificio del árbol horizontal y debe proporcionar sellos primarios de metal a metal y elastoméricos secundarios para aislar el interior del árbol del medio ambiente.



Figura 3.8 Tapa del árbol submarino ⁴²

Módulo de control submarino. El módulo de control submarino (SCM) es la interfaz entre el sistema de control y el árbol. Es el componente principal del sistema de control montado en árbol. Contiene electrónica, instrumentación e hidráulica para una operación segura y eficiente de válvulas submarinas, estranguladores y válvulas de fondo de pozo. Otros equipos montados en árboles incluyen varios sensores y conectores eléctricos e hidráulicos. El SCM consta de una carcasa rectangular que

⁴² Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

contiene válvulas de control, sensores y módulos electrónicos. La placa base inferior es integral con el marco del árbol y proporciona la interfaz con todas las funciones hidráulicas. Suele estar lleno de un fluido dieléctrico que actúa como una segunda barrera contra la entrada de agua de mar.

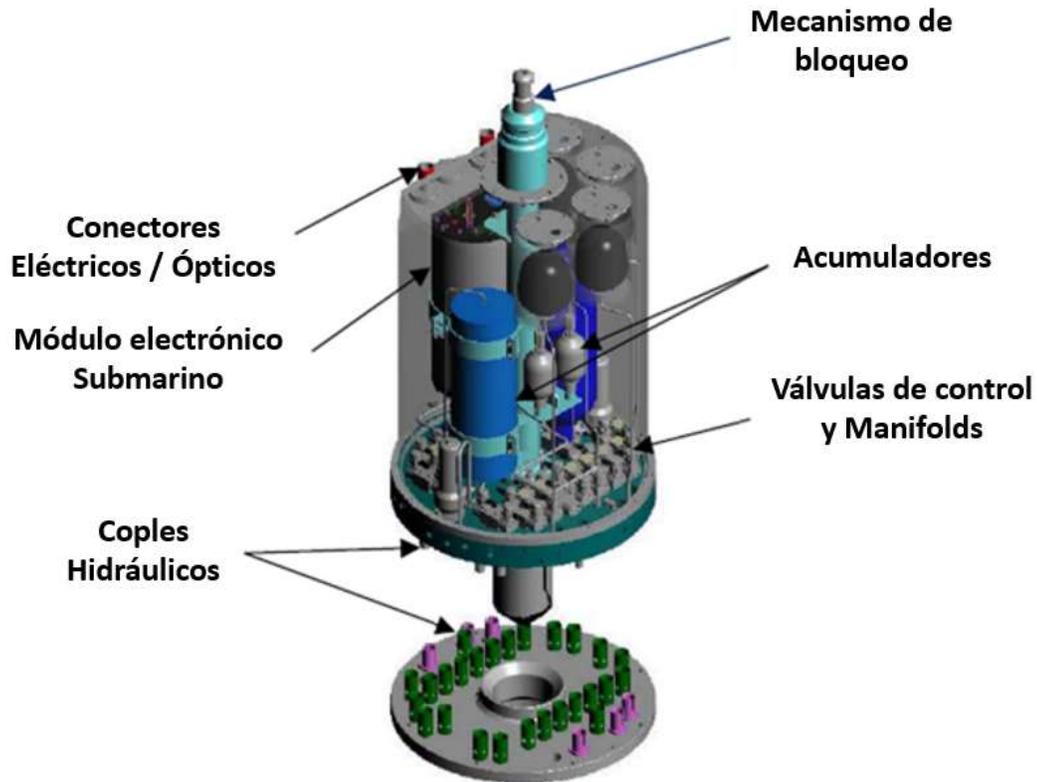


Figura 3.9 Configuración de un módulo de control submarino (SCM) ⁴³

Transmisores de presión y temperatura, y detectores de arena. Los sensores montados en árboles incluyen sensores de presión y temperatura (o combinados), que se colocan en el espacio anular y el agujero de producción, así como aguas arriba y aguas abajo del estrangulador.

⁴³ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>



Figura 3.10 PTT en un árbol submarino ⁴⁴

Herramientas para correr árboles. Las herramientas de ejecución de árboles están diseñadas para implementaciones submarinas, como árboles submarinos, puentes y cabezas de pozo. Todas las herramientas en funcionamiento son normalmente accionadas hidráulicamente para aplicaciones en aguas profundas. Si se usara la configuración de torque, sería muy difícil contar el número de vueltas de la tubería de perforación debido a la flexibilidad de la tubería. Las herramientas hidráulicas pueden proporcionar señales hidráulicas que se aplican a las posiciones de bloqueo, que se utilizarán para confirmar la posición correcta del mecanismo. Sin embargo, es necesario diseñar un sistema eficaz para evitar las fallas hidráulicas mientras el equipo se despliega bajo el mar. A menudo se combina con un paquete de riser inferior que contiene un conjunto de válvulas de seguridad para controlar el pozo durante las operaciones de instalación/reparación.

⁴⁴ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>



Figura 3.11 Tree Running Tool ⁴⁵

3.2 Criterios de diseño del árbol horizontal.

Según Bai & Bai (2019a), un aspecto importante en el diseño es la selección de materiales, la cual debe estar acorde a las siguientes normas y estándares:

- ASTM A106. Especificación estándar para tubería de acero al carbono sin costura para servicio de alta temperatura.
- ASTM A193/A193M. Especificación estándar para materiales de pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de alta temperatura.
- ASTM A194/A194M. Especificación estándar para tuercas de acero aleado y al carbono para pernos para servicio de alta presión o temperatura, o ambos.
- ASTM A320/A320M. Especificación estándar para materiales de pernos de aleación de acero y acero inoxidable para servicio de baja temperatura.
- ASTM A333/A333M. Especificación estándar para tuberías de acero sin soldadura y soldadas para servicio de baja Temperatura.
- API RP 14E. Práctica recomendada para el diseño e instalación de producción costa afuera, sistemas de piping de plataforma.
- ASME B31.3. Tubería de proceso.

Además de lo mencionado anteriormente, también se deben tener en cuenta los siguientes requerimientos para elegir los materiales.

- Corrosividad, incluidas las condiciones especificadas de funcionamiento, arranque y cierre.

⁴⁵ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

- Diseño de vida y requisitos de disponibilidad del sistema.
- Probabilidades de falla, modos de falla y consecuencias de falla para la salud humana, el medio ambiente, la seguridad y los activos materiales.
- Resistencia a la fractura frágil.
- Inspección y monitoreo de corrosión.
- Acceso para mantenimiento y reparación.

Los requerimientos generales para la elección de materiales de los árboles submarinos son los siguientes:

- Los componentes de acero al carbono deberán tener un revestimiento en todas las áreas expuestas a los fluidos del pozo.
- Los accesorios hidráulicos deben estar hechos de AISI 316 o grados superiores.
- La selección de materiales de los componentes ubicados dentro de las carcasas/recipientes/cámaras (como los componentes del actuador) deben adaptarse a la posible entrada de agua debido a la falla del sello u otras causas.

Selección de árbol submarino. Para la selección del árbol de válvulas, existen diversas normas, en este caso tomaremos como ejemplo la Norma API 6A (ISO 1043, 19 ed.), la cual nos dice que la ya mencionada selección, va en base a diversos factores, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- *Presión de trabajo.* El equipo debe estar diseñado para operar solo a las presiones de trabajo nominales máximas que se enuncian en la Tabla 3.1 (American Petroleum Institute, 2004).

Tabla 3.1 Presiones de trabajo

MPa	(psi)
13.8	2,000
20.7	3,000
34.5	5,000
69	10,000
103.5	15,000
138	20,000

- *Temperatura de trabajo.* El equipo debe estar diseñado para operar en una o más de las clasificaciones de temperatura especificadas en la Tabla 3.2 (American Petroleum Institute, 2004).

Tabla 3.2 Temperaturas de trabajo

Clasificación de temperatura (T)	Rango de operación			
	°C		°F	
	min.		max.	
K	-60	82	-75	180
L	-46	82	-50	180
P	-29	82	-20	180
R	T. ambiente	T. ambiente	T. ambiente	T. ambiente
S	-18	66	0	150
T	-18	82	0	180
U	-18	121	0	250
V	2	121	35	250

- *Requerimientos de material.* El equipo se diseñará con materiales, incluidos los metálicos, que cumplan con los requisitos establecidos en la tabla 3.3. No se define ni el entorno actual ni el futuro de la boca de pozo, pero proporciona clases de materiales para niveles crecientes de severidad de las condiciones de servicio y corrosividad relativa. Siempre que se puedan cumplir las propiedades mecánicas, se pueden utilizar aceros inoxidables en lugar de carbono y de baja aleación. Se pueden utilizar aceros y aleaciones resistentes a la corrosión en lugar de aceros inoxidables (American Petroleum Institute, 2004).

Tabla 3.3 Requerimientos mínimos de material

Clase de material	Requerimientos mínimos del material	
	Conexiones de cuerpo, capó, extremo y salida	Piezas de control de presión, vástagos y soportes de mandril
AA – Servicio General	Acero de baja aleación	Acero de baja aleación
BB – Servicio General	Acero de baja aleación	Acero inoxidable
CC – Servicio General	Acero inoxidable	Acero inoxidable

3. Diseño del árbol submarino horizontal

Clase de material	Requerimientos mínimos del material	
	Conexiones de cuerpo, capó, extremo y salida	Piezas de control de presión, vástagos y soportes de mandril
DD – Servicio amargo ^a	Acero de baja aleación ^b	Acero de baja aleación ^b
EE – Servicio amargo ^a	Acero de baja aleación ^b	Acero inoxidable ^b
FF – Servicio amargo ^a	Acero inoxidable ^b	Acero inoxidable ^b
HH – Servicio amargo ^a	Aleación resistente a la corrosión ^b	Aleación resistente a la corrosión ^b
^a Según lo definido por NACE MR 0175.		^b De acuerdo con NACE MR 0175.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

4.1 Terminación submarina.

En este capítulo, se describirá a detalle el proceso de fabricación de un árbol submarino horizontal (HXT), la información aquí descrita está basada en experiencia y supervisión operativa del soporte técnico para la realización de esta tesis, el Ingeniero Héctor Arredondo Maldonado, el cual se desempeña como experto en la materia.

Quien estuvo a cargo de la supervisión de la fabricación de los HXT en Malasia en el año 2016. Dicho esto, se entiende que todos los datos, incluyendo los técnicos, tienen un sustento probado de manera práctica y que la mayoría de las imágenes incluidas en este capítulo son producto de la supervisión mencionada.

4.2 Proceso de fabricación.

A continuación, se describe de forma general, el armado de un árbol submarino, desde el primer paso que es la forja, hasta su entrega. Las imágenes que se muestran son de un árbol horizontal en específico, y representa un proceso general de fabricación.

A. Una vez que se tiene la forja (F22) del cuerpo del árbol (el cual ya tiene maquinado el conector superior en el top mandrel) soldada y pintada éste sale maquinada e inspeccionada con una conexión inferior de alta resistencia y con los orificios para colocar los bonetes de las válvulas.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

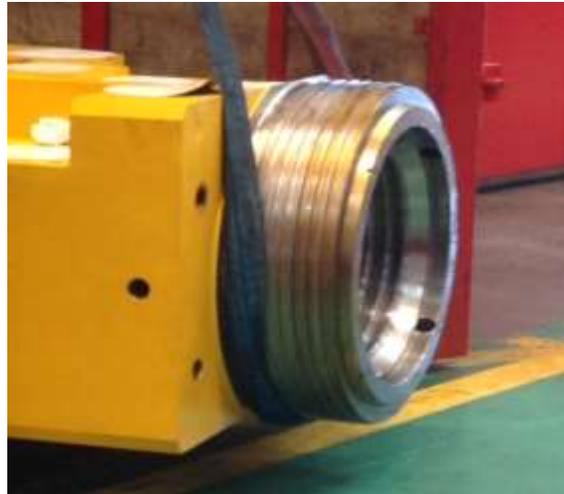


Figura 4.1 Forja del árbol ⁴⁶



Figura 4.2 Resultado de la forja del árbol ⁴⁷

B. Se arma el conector hidráulico por separado; el cual consta de la base, el body ring, los dogs o cuñas de enganche y el mecanismo hidráulico de enganche y desenganche, por medio de pistones.

⁴⁶ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁴⁷ *Ibídem*.

- C. Se colocan los bonetes de: los penetradores de fondo, los sensores PTT y válvulas de aguja (needle valve) según diseño y maquinado realizado.
- D. Se conecta la forja al conector hidráulico, armado hasta este momento se denomina spool body.
- E. Se hacen pruebas de funcionamiento del conector del cabezal sobre un cabezal dummy (Test Sump).



Figura 4.3 Secuencia de pasos B, C, D y E ⁴⁸

- F. Se prueba el spool body con 15,000 psi para verificar su hermeticidad (esta es la primera prueba hidráulica), para esta prueba se instala en la parte superior un clamp Hub con capacidad de 22,000 psi de presión y en la parte inferior el tests sump. Adicionalmente se prueba con gas con 10,000 psi sumergido en agua. El criterio de aceptación de las pruebas mencionadas es 3% sobre la máxima presión.

⁴⁸ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.



Figura 4.4 Prueba de Spool Body ⁴⁹

G. Instalación de válvulas.

Parte frontal. En el Spool Body se instalan los bonetes para las siguientes válvulas: Maestra de producción (PMV), penetrador eléctrico (EP), penetradores hidráulicos para; la válvula de Seguridad (SCSSV), para las válvulas de control de fondo (USVO y LSVO), prueba de ring Gasket del conector hidráulico (GTV), prueba de sellos del TH (THST), válvula maestra anular (AMV) y válvula de acceso anular (AAV).

⁴⁹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.



Figura 4.5 Bonetes para válvulas de la parte frontal ⁵⁰

A continuación, están enlistadas las válvulas, el número que les fue otorgado, fue de acuerdo con la imagen anterior.

1. Bonete THST.
2. Bonete PMV.
3. Bonete EP.
4. Bonete SCSSV.
5. Bonete USVO (ICV superior).
6. Bonete GTV.
7. Bonete AMV.
8. Bonete LVSO (ICV inferior).
9. AAV.

Parte trasera. En el Spool Body se instalan los bonetes para las válvulas traseras: válvula CSV, válvula CPTV1, CPTV2, CIV4, CIV5, CIV3.

⁵⁰ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.



Figura 4.6 Bonetes para válvulas de la parte trasera ⁵¹

A continuación, están enlistadas las válvulas, el número que les fue otorgado, fue de acuerdo con la imagen anterior.

- 10. Bonete CSVC.
- 11. Bonete CPTV1.
- 12. Bonete CIV4.
- 13. Bonete CPTV2.
- 14. Bonete CIV3.
- 15. Bonete CIV5.

B. Bonete del bloque anular.

Bloques de producción y anular. Por separado se forjan y se maquinan los bloques de producción y anular. En cada bloque se instalan las válvulas de producción y anulares. En el bloque de producción se instalan las válvulas que se muestran en las figuras 4.7, 4.8, y 4.9.

⁵¹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal



Figura 4.7 Válvulas de producción ⁵²



Figura 4.8 Válvulas anulares ⁵³



Figura 4.9 Válvula de inyección de químicos (CIV) ⁵⁴

⁵² Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁵³ *Ibíd.*

⁵⁴ Hart Energy, (2017). *Pre-engineered Subsea Solutions Incite Oil, Gas Industry Change*.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

Se continúa con la instalación de válvulas como se muestra en las siguientes figuras.



Figura 4.10 Instalación de las válvulas PMV y AMV en el Spool Body ⁵⁵



Figura 4.11 Armado del Bloque Anular con las válvulas AWV y AAIV ⁵⁶

⁵⁵ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁵⁶ *Ibíd.*

4. Fabricación del árbol submarino horizontal



Figura 4.12 Armado del Bloque de Producción con las válvulas XO y la PWV ⁵⁷

Se continúa con la instalación de actuadores.



Figura 4.13 Actuadores ⁵⁸

⁵⁷ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁵⁸ *Ibíd.*

H. Instalación de líneas hidráulicas (piping). Una vez armados los bloques anular y de producción se instalan todas las líneas hidráulicas de las válvulas del spool body. Estas son soldadas en algunas ocasiones o enlazadas por medio de conectores (fittings), se instalan los paneles de operación del ROV, así como las varillas para las válvulas. Ya armados los paneles, las líneas y las válvulas de aguja, todo el ensamble completo se envía a radiografía para verificar hermeticidad en las soldaduras, este proceso tarda aproximadamente 4 días.



Figura 4.14 Instalación de líneas hidráulicas ⁵⁹

I. FAT (Factory Acceptance Test). En este punto se realiza la prueba FAT, sin embargo, por el momento solo se menciona, ya que, en el subtema “Pruebas” se tocará el tema más a fondo.

J. Se instala el RPM. El árbol se sienta sobre un cabezal dummy (Test sump) con la intención de realizar la prueba de hermeticidad del circuito de producción

⁵⁹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

(production bore). Esta prueba se realiza utilizando el sello del TRT dentro del top mandrel y el ring gasket del cabezal dummy probando todo el sistema hasta el hub de producción al cual se le instala una grapa ciega para retener la presión. Una vez finalizada la prueba mencionada se procede a asegurar todos los hotstabs y los fittings con cables de acero inoxidable (wirelocking).

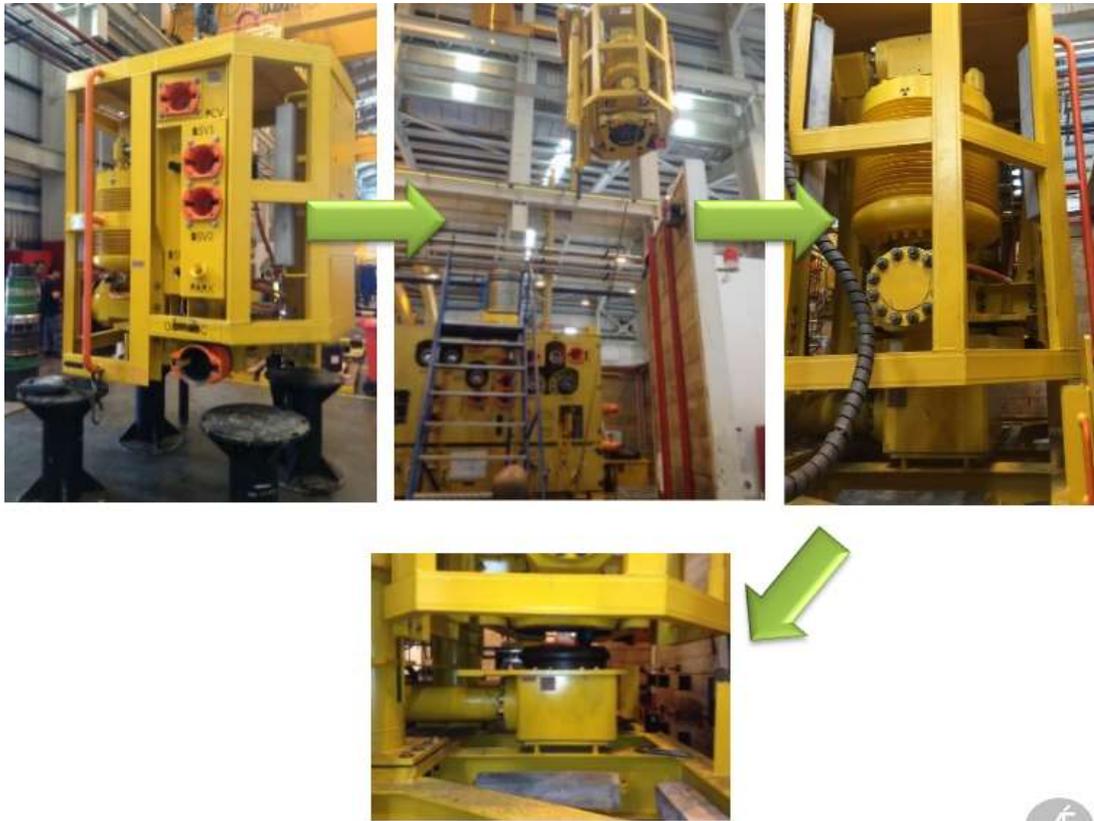


Figura 4.15 Instalación de RPM ⁶⁰

K. *EFAT (Extended Factory Acceptance Test)*. En este punto se realiza la prueba EFAT, pero aún no se hablará de ella, esto debido a que en el subtema “Pruebas” se describirá a detalle.

L. *Verificación de calidad*. La fase final de manufactura consta de la instalación y prueba del bore protector, revisión de calidad de cada una de las líneas, válvulas, revisión del SCM, del RPM, líneas eléctricas. En esta etapa se coloca el número de serie final y hasta ese momento se le denomina Spool Tree en el cual ya finalmente

⁶⁰ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

se hacen preparativos para el transporte a su destino final. Cabe mencionar que cada árbol cuenta con un kit de equipos adicionales como son el TH, Crown Plugs, el Internal Tree Cap (ITC), los cuales también se preparan en un contenedor para transporte.



**Número de serie y número
de parte final.**

Figura 4.16 Número de serie del árbol ⁶¹

Es importante resaltar que el Bore Protector se usa para proteger la parte pulida del árbol, donde hace sello el TH, ya que, si esta parte se daña, ya no es funcional el árbol y se debe fabricar de nuevo. Cuando se acaba de fabricar el árbol lo lleva, se mantiene mientras se realizan operaciones de terminación, por ejemplo, el lavado del pozo, y cuando ya se va a instalar el aparejo de producción, se saca con una herramienta especial y se deja el espacio disponible donde se alojará el tubing hanger (Arredondo Maldonado, 2022a).

⁶¹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.



Figura 4.17 Bore protector ⁶²

4.3 Distribución de un árbol armado.

Después de haber mencionado los principales componentes del HXT y su proceso de instalación, a continuación, en Arredondo Maldonado (2022a), se observará como luce el árbol desde distintos ángulos, tanto en diagrama como en imágenes reales, además de cómo fluye el hidrocarburo a través de él.

Vista aérea.

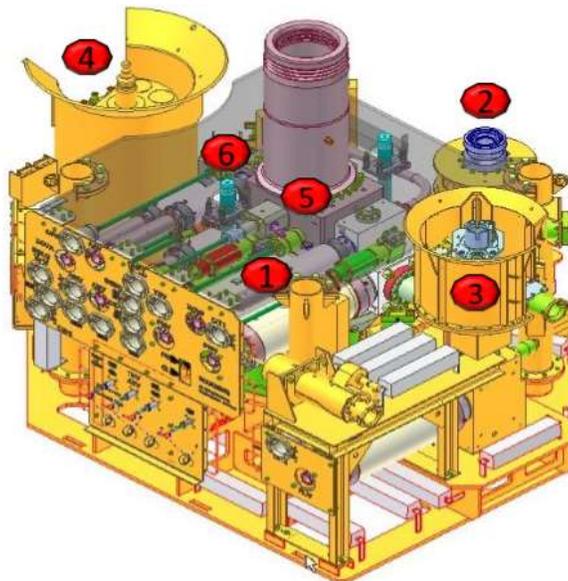


Figura 4.18 Diagrama 1 Vista aérea HXT ⁶³

⁶² Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁶³ *Ibíd.*

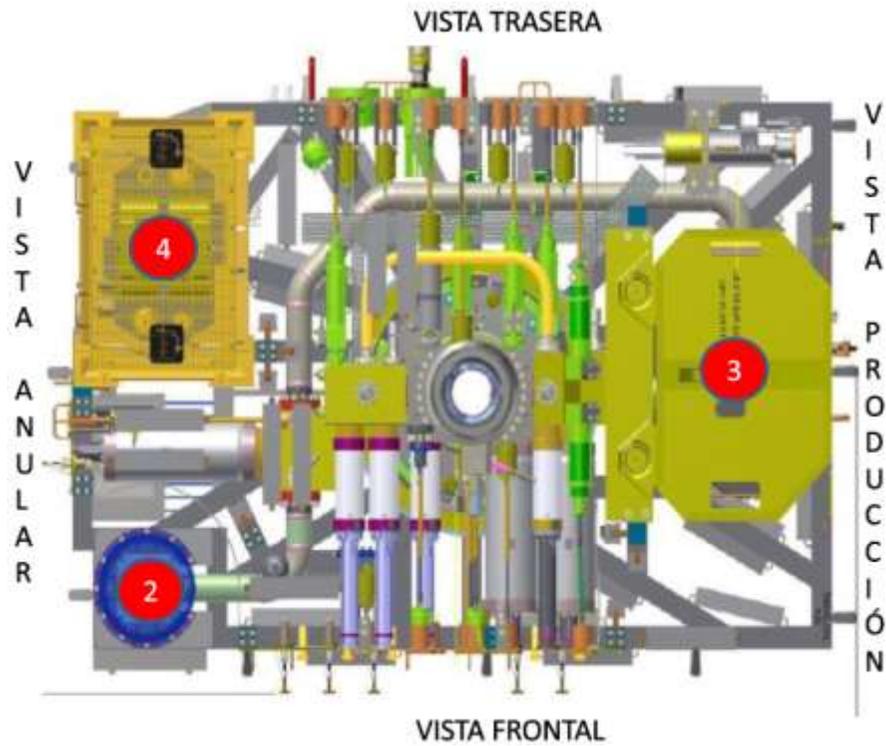


Figura 4.19 Diagrama 2 Vista aérea HXT ⁶⁴

Los números de las imágenes anteriores representan los siguientes componentes:

1. Actuadores hidráulicos de válvulas.
2. CVC Connector.
3. RPM (Retrievable Production Module).
4. SS Control Module.
5. Spool Body.
6. Varillas actuadoras.

⁶⁴ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

Vista frontal.

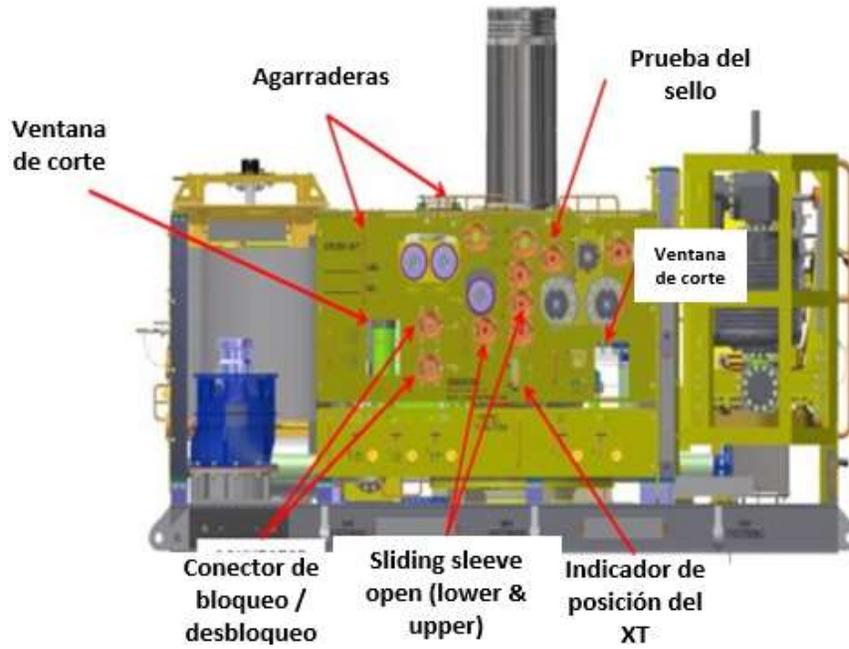


Figura 4.20 Diagrama Vista frontal ⁶⁵



Figura 4.21 Vista frontal de HXT ⁶⁶

⁶⁵ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁶⁶ *Ibíd.*

Algunas de las partes que pueden observarse en esta vista, son las siguientes:

- *Cutting Window*. Se usa para cerrar la válvula de tormenta en caso de emergencia.
- *Grab Handles*. Son cables que se usan para levantar o sujetar el árbol.
- *TH Seal Test*. Se prueban los sellos del TH con el ROV.
- *Sliding sleeve open*. Son accesos a válvulas hidráulicas en sistemas inteligentes para controlar que fluya o no fluya un intervalo.
- *Connector unlock/lock*. Sirve para saber si el conector está cerrado o abierto.
- *XOV*. La válvula a través de la cual se conecta el espacio anular para poder liberar presión.

Vista lado de producción.

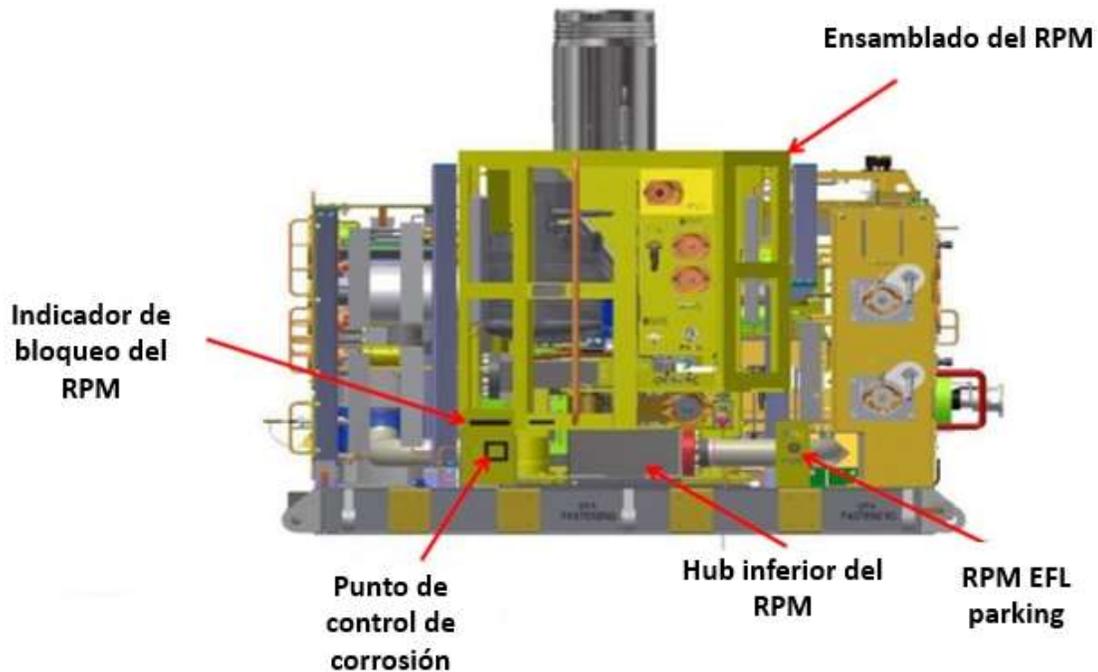


Figura 4.22 Diagrama Vista lado de producción ⁶⁷

⁶⁷ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.



Figura 4.23 Vista lado de producción de HXT ⁶⁸

En la vista del RPM, podemos observar lo siguiente:

- *RPM EFL Parking*. En este, el ROV coloca la EFL mientras realiza otra tarea.
- *EFL (Electrical Flying Leade)*.
- *RPM Assembly*. Es el ensamblaje en general del RPM.
- *RPM Lower Hub*. Actúa como conector del RPM.

Vista lado anular.

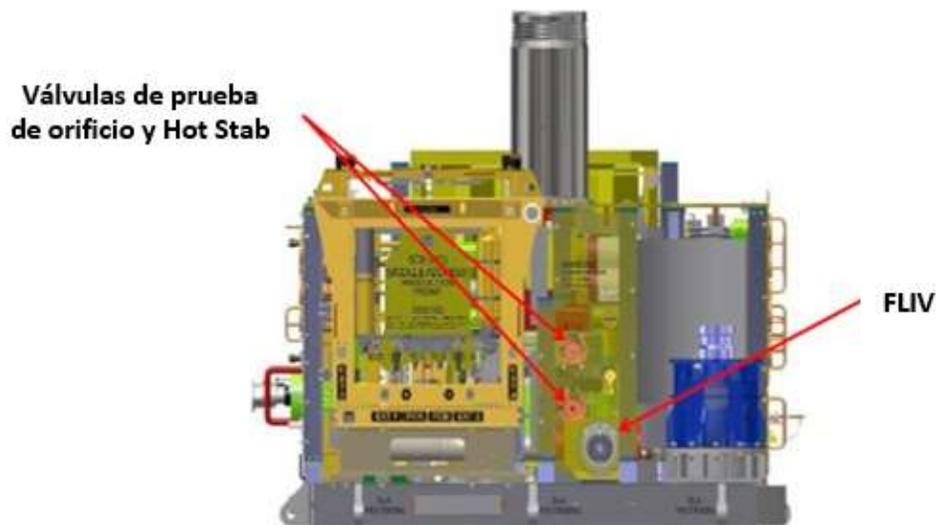


Figura 4.24 Diagrama Vista lado anular ⁶⁹

⁶⁸ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁶⁹ *Ibíd.*

4. Fabricación del árbol submarino horizontal



Figura 4.25 Vista lado anular de HXT ⁷⁰

En este lado del árbol, podemos observar principalmente el SCM y el Hub de producción, los cuales son parte fundamental del árbol.

⁷⁰ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

Vista trasera.

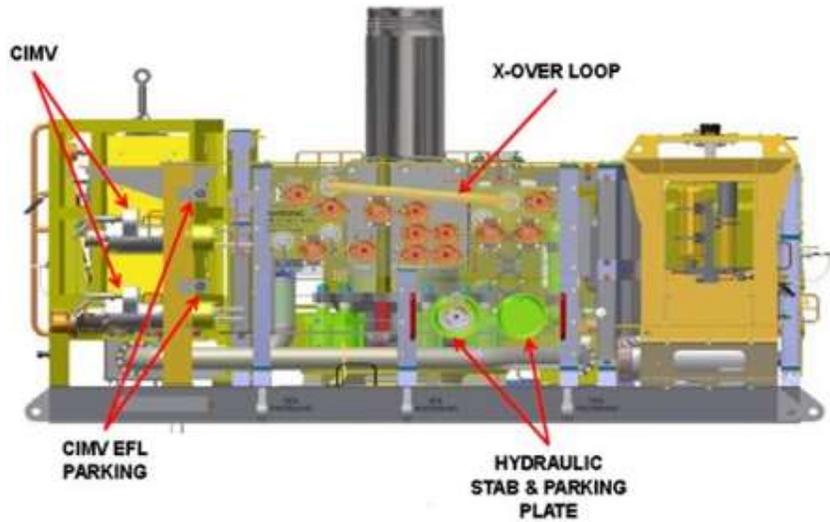


Figura 4.26 Diagrama Vista trasera ⁷¹



Figura 4.27 Vista trasera de HXT ⁷²

En las figuras 4.26 y 4.27, podemos observar principalmente la parte del árbol que contiene las válvulas de servicio a las cuales podemos llamar secundarias. Estas válvulas pueden ser operadas por el ROV a través de los hotstabs.

⁷¹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁷² *Ibíd.*

Flujo del hidrocarburo a través del HXT. Para esta sección, primero se incluirá una imagen que ya se había presentado anteriormente.

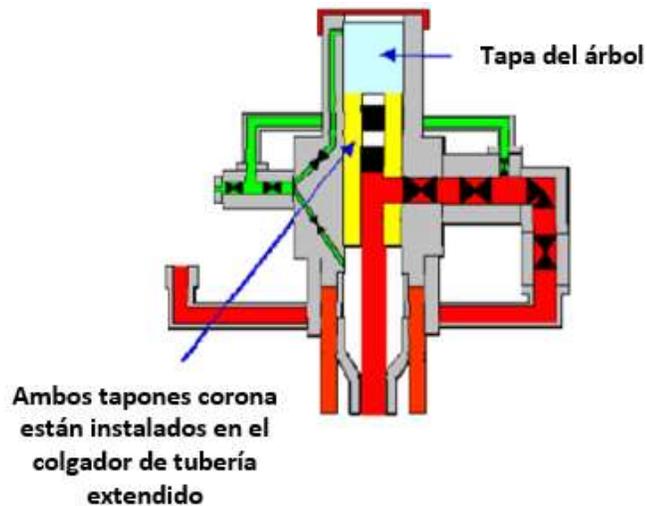


Figura 4.28 Flujo a través de un árbol horizontal ⁷³

Esta imagen cobra importancia, ya que, en las siguientes imágenes podremos ver cuáles son las válvulas que controlan el flujo, que hay en este diagrama y que influyen en el flujo de hidrocarburo a través de HXT.

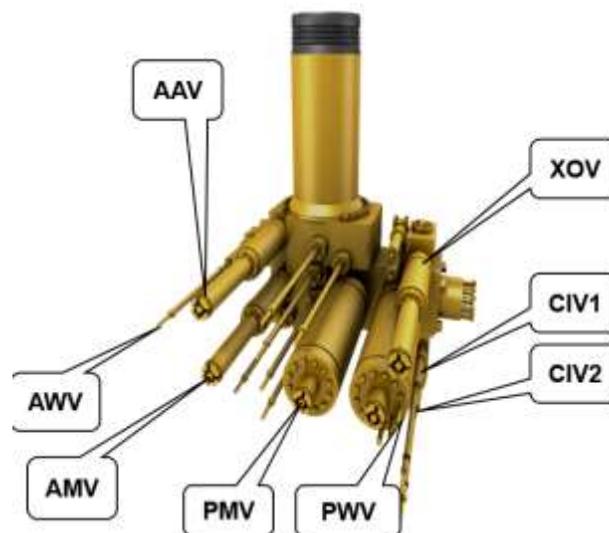


Figura 4.29 Diagrama 1 Flujo a través de un HXT ⁷⁴

⁷³ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁷⁴ *Ibíd.*

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

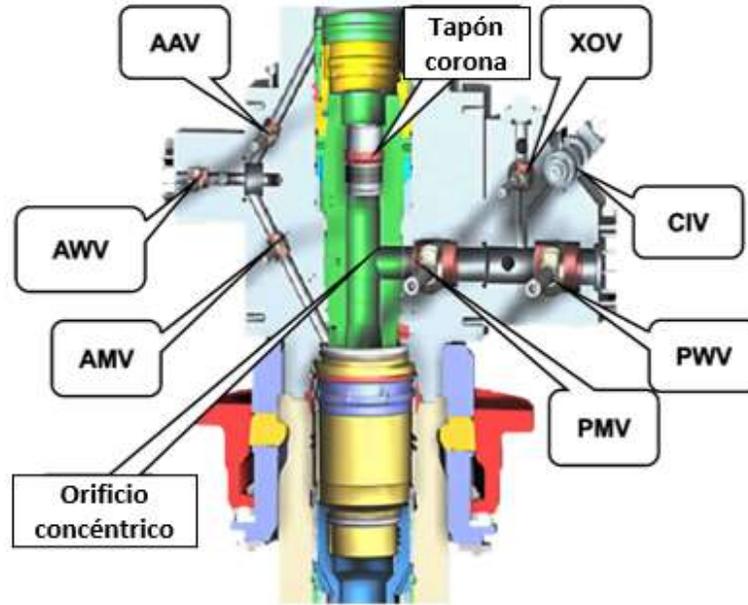


Figura 4.30 Diagrama 2 Flujo a través de un HXT ⁷⁵

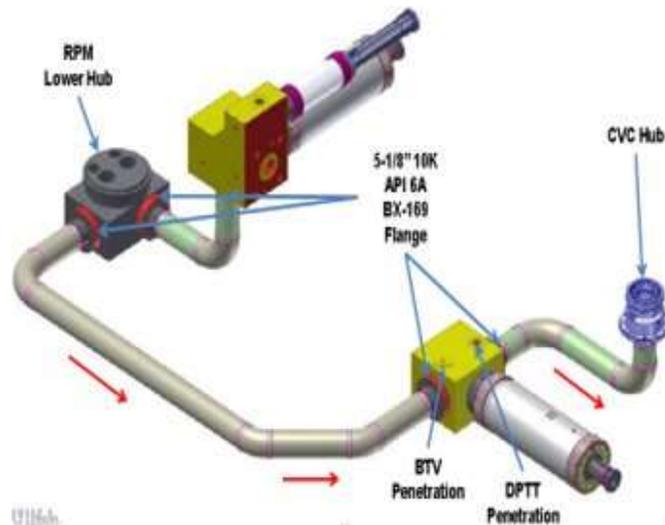


Figura 4.31 Diagrama de flujo 1 ⁷⁶

De acuerdo con las imágenes anteriores, observamos que el flujo del hidrocarburo inicia por la PWV y la PMV, el flujo continúa hasta llegar al RPM, en el cual se encuentra entre otras cosas el estrangulador, detectores de sólidos, medidores de hidrocarburos, etc. Posteriormente pasa por la FLIV para finalmente llegar al HUB de

⁷⁵ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

⁷⁶ *Ibíd.*

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

producción, a través del cual el hidrocarburo sale del árbol para dirigirse al manifold o la estación correspondiente según sea el caso.

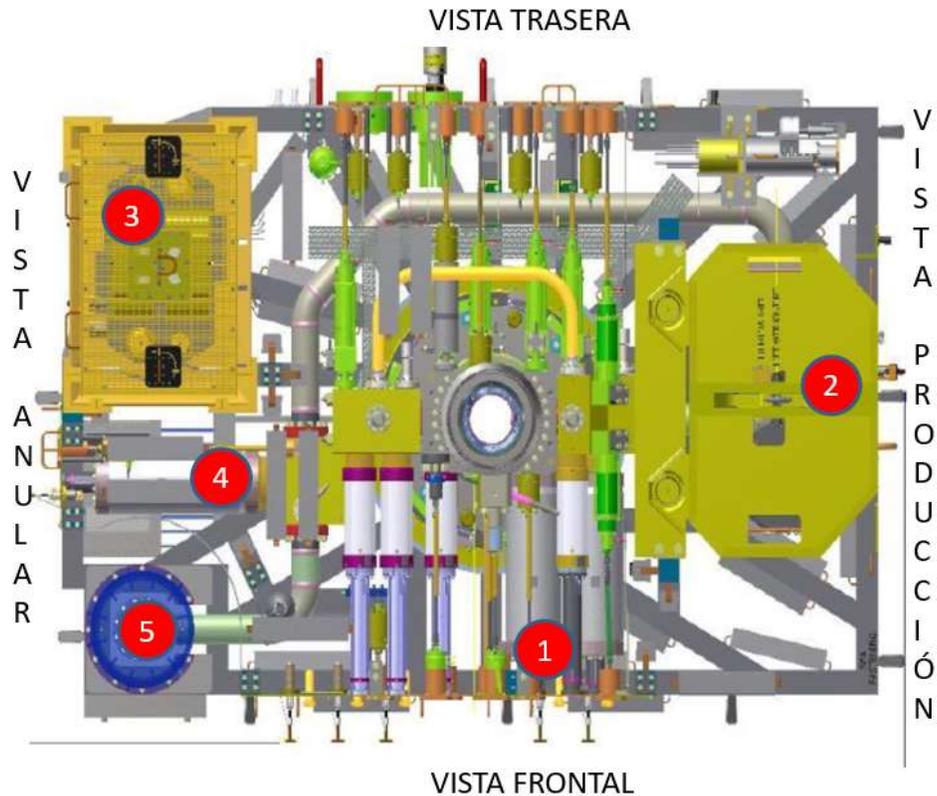


Figura 4.32 Diagrama de flujo 2⁷⁷

En esta última imagen, podemos ver cómo se distribuyen los elementos mencionados con anterioridad. Los números a continuación corresponden a los números de la figura 4.32.

1. PMV y PWV.
2. RPM.
3. SCM.
4. FLIV.
5. Hub de producción.

⁷⁷ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

4.4 Pruebas (funcionamiento-hermeticidad).

En este capítulo serán descritas las principales pruebas que se les realizan a los árboles.

FAT (Factory Acceptance Test). Después de la prueba de radiografía, se realiza la prueba de torque de todas las válvulas y operación manual de cada una de ellas simulando operación con el ROV. El proceso siguiente se refiere a llenar todas las líneas con fluido hidráulico (Flushing) y posteriormente prueba cada una de las líneas hidráulicas de las válvulas de aguja. En esta etapa de manufactura, se prueba la interfaz entre el tubing hanger, los crowns plugs, la CITC y se realiza la prueba de presión y de acoplamiento de cada uno de los componentes mencionados utilizando el THRT y el TRT (Arredondo Maldonado, 2022a).

Los criterios de aceptación para las pruebas hidrostáticas se registrarán por "no hay fugas visibles" y un registro gráfico que documente que se ha realizado la prueba de presión. A menos que se indique lo contrario en el procedimiento, la presión de prueba inicial no debe exceder el 5 % de la presión de prueba especificada. La presión final no debe caer por debajo de la presión de prueba especificada antes del final de la prueba.

Los criterios de aceptación para las pruebas de gas se registrarán por "sin fugas visibles" y el manómetro. Se utilizará un registro gráfico para documentar la prueba de gas, pero no se utilizará para determinar la medida del éxito o el fracaso (Bai & Bai, 2019a).

EFAT (Extended Factory Acceptance Test). La prueba EFAT consiste en verificar la continuidad tanto eléctrica como hidráulica y la operación correcta de todas las válvulas, así como simular las condiciones de operación de los componentes de fondo (SCSSV, ICV's, Sensores de Presión y temperatura de fondo) así como verificar las lecturas correctas en los sensores instalados en los diferentes bloques del árbol. Para ello previamente se instala el SCM y todas las líneas eléctricas (EFL's) las cuales darán lecturas tanto de presión como de temperaturas bajo diferentes condiciones simuladas en la inyección de químicos (MEG, SI, CI). Se verifica el tiempo de cierre, tiempo de apertura, volumen que se lleva la operación de cada válvula para tomarlo como parámetro dentro de los rangos permitidos.

Para la EFAT se utiliza el PETU la cual es la computadora que nos permite tener la visión del operador como si estuviera operando con el MSC (Master Control System) (Arredondo Maldonado, 2022a).



Figura 4.33 Procedimiento EFAT ⁷⁸

Prueba de integración del sitio. Se ejecuta una prueba de integración de sistemas después de la prueba de calificación de componentes y la prueba de aceptación de fábrica. El objetivo de la prueba es reunir todos los conjuntos principales, por ejemplo, cabeza de pozo, árbol submarino, colgador de tubería, tapa de árbol y sistema de control, para confirmar sus interfaces y demostrar procedimientos operativos efectivos. La prueba de integración de sistemas se realizará en el primer sistema de suspensión de tubería, árbol de Navidad y tapa de árbol configurado como equipo de producción.

⁷⁸ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

Los equipos posteriores de producción e inyección serán verificados por FAT.

La prueba de integración deberá seguir las mismas secuencias de la secuencia de operación costa afuera.

- Prepare el XT y el test sump.
- Instale el XT en el árbol y el test sump.
- Preparar la herramienta de ejecución del TH.
- Monte la herramienta de funcionamiento del TH en el TH.
- Correr el TH.
- Recuperar la camisa de aislamiento de la línea de acero del TH.
- Instalar el protector de TH.
- Instalar el tapón de corona inferior de TH.
- Instalar el tapón de corona superior de TH.
- Correr la tapa del árbol.
- Retire la tapa del árbol.
- Retire los tapones de corona.
- Prueba del conector del XT.

Prueba de aguas poco profundas. La prueba de aguas poco profundas normalmente se realiza en equipos desarrollados recientemente para verificar operaciones en alta mar de alto riesgo.

El equipo de prueba principal requerido es el siguiente:

- *Pozo de prueba de gran tamaño.* El requisito mínimo para el tamaño del pozo debe tener en cuenta el espacio de trabajo del ROV, el tamaño del objeto de prueba, el espacio operativo de la herramienta ROV, el espacio operativo de la herramienta para correr el XT y suficiente espacio de seguridad. Esta prueba normalmente requiere un pozo de prueba grande y profundo. Los pozos de prueba de gran tamaño son raros. Las opciones de alternativas pueden ser un muelle seco, un área de mar cerca del muelle o un sitio de prueba en alta mar.
- *ROV.* Se utilizará un ROV de clase de trabajo estándar para operar el árbol y las herramientas de instalación. El ROV podría usarse para orientar y guiar la herramienta en marcha durante el aterrizaje y para operar las diversas funciones de

4. Fabricación del árbol submarino horizontal

la herramienta. Una selección preferible es un ROV de clase de trabajo liviano (Bai & Bai, 2019a).

5. Aspectos de seguridad.

5.1 Barreras de seguridad.

Para ilustrar de la mejor manera posible, tomaremos la norma NORSOK D-010. Las barreras de pozo son envolturas de uno o varios elementos de barrera de pozo (WBEs) dependientes que evitan que fluyan líquidos o gases involuntariamente de la formación, a otra formación o a la superficie. Las WBEs se definen antes del comienzo de una actividad u operación mediante la descripción del requerimiento que los WBEs estén en cierto lugar y criterios de aceptación específicos (Norsok Standard, 2004).

La terminología utilizada en este estándar NORSOK para barreras de pozos se basa en:

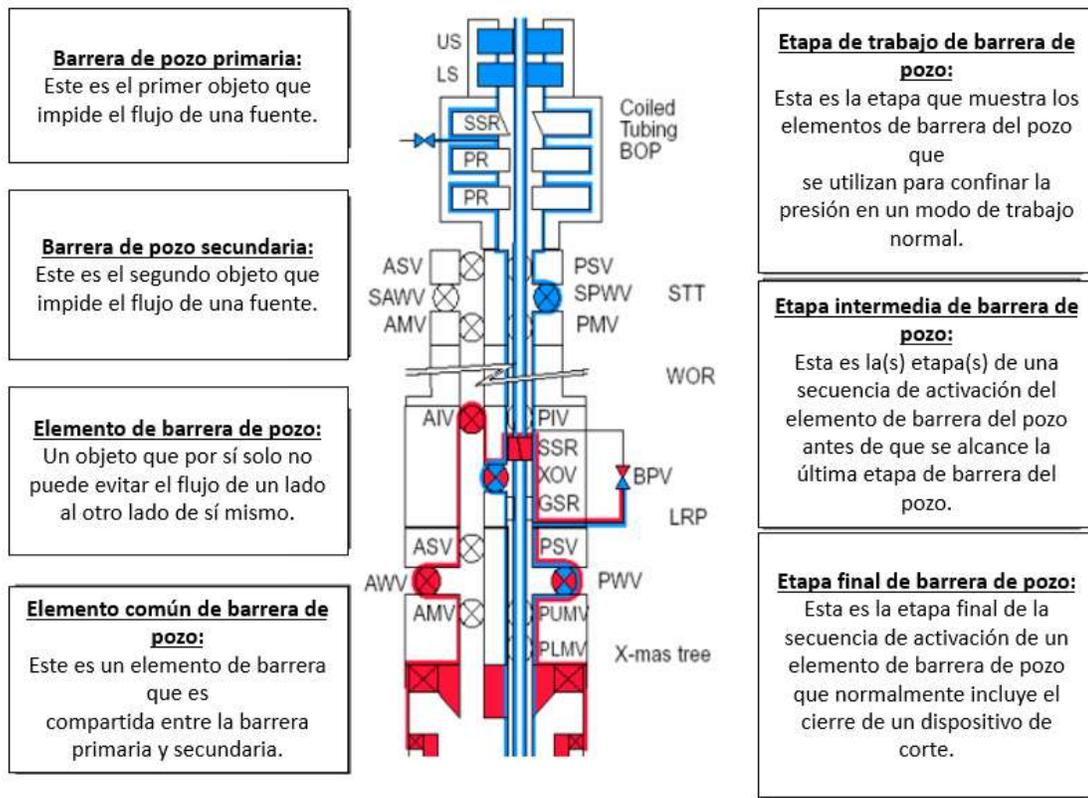


Figura 5.1 Barreras de pozo ⁷⁹

⁷⁹ Norsok Standard. (2004). *D-010 Well integrity in drilling and well operations*.

Un ejemplo de barrera de pozo como el que es la columna de fluido se ilustra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Well Barrier

Características	Criterios de aceptación	Ver
A. Descripción	Este es el fluido en el pozo.	NORSOK D-001
B. Función	El propósito de la columna de fluido como WBE es ejercer presión hidrostática en el pozo que evitará la entrada al pozo (patada) del fluido de formación.	ISO 10416
C. Diseño de selección de construcción	<ol style="list-style-type: none"> 1. La presión hidrostática será en todo momento igual a la estimada o a la presión de poro, más un margen de seguridad definido (por ejemplo, margen de disparo). 2. Las propiedades y especificaciones críticas de los fluidos se describirán antes de cualquier operación. 3. La densidad debe ser estable dentro de las tolerancias especificadas en las condiciones de fondo del pozo durante un período de tiempo especificado cuando no hay circulación. 4. La presión hidrostática no debe exceder la de fractura de la formación en pozo abierto, incluido un margen de seguridad o según lo definido por el margen de la patada. 5. Cambios en la presión del pozo causados por disparos y la circulación de fluido (ECD) deben estimarse e incluirse en el por encima de los márgenes de seguridad. 	
D. Prueba inicial y verificación	<ol style="list-style-type: none"> 1. Deberá verificarse un nivel de fluido estable. 2. Las propiedades críticas de los fluidos, incluida la densidad, deben estar dentro de las especificaciones. 	
E. Uso	<ol style="list-style-type: none"> 1. En todo momento será posible mantener el nivel de fluido en el pozo por circulación o por llenado. 2. Será posible ajustar las propiedades críticas del fluido para mantener o modificar especificaciones. 3. Las tasas aceptables de pérdida estática y dinámica de fluido a la formación deberán estar predefinidas. 	

Características	Criterios de aceptación	Ver
	4. Debe haber suficientes fluidos materiales, incluidos los materiales de contingencia disponibles en la ubicación para mantener la barrera del pozo de fluidos con la densidad mínima aceptable.	
F. Monitoreo	<p>1. El nivel de fluido en el pozo y en las fosas activas se controlará de forma continua.</p> <p>2. La tasa de retorno de fluido del pozo se controlará continuamente.</p> <p>3. Se deben realizar verificaciones de flujo ante indicios de aumento de rendimiento, velocidad, aumento de volumen en las fosas superficiales, aumento del contenido de gas, flujo en conexiones o en intervalos regulares especificados. La verificación de flujo debe durar 10 min. HTHP: Todos los controles de flujo deben durar 30 minutos.</p> <p>4. La medición de la densidad del fluido (entrada / salida) durante la circulación debe ser realizado con regularidad.</p> <p>5. La medición de las propiedades críticas de los fluidos se realizará cada 12 horas de circulación y en comparación con propiedades especificadas.</p> <p>6. Parámetros necesarios para la matanza del pozo.</p>	ISO 10414-1 ISO 10414-2
G. Modos de falla	El incumplimiento de los requisitos antes mencionados desencadenará en flujo de fluidos de formación.	

5.2 Interfaces con otros elementos.

Tanto el HXT como el SCM deben estar conectados de manera eficaz a distintos sistemas y herramientas para su correcto funcionamiento, a continuación, se enlistan algunos de los más importantes.

- Estrangulador submarino, que va dentro del árbol, es un equipo periférico del árbol.
- Instrumentación del árbol.
- Tubing hanger, el cual es la interfaz entre el árbol y los equipos de fondo de pozo (válvula de seguridad, válvulas hidráulicas, mandriles de inyección de químicos, etc.).
- Equipos y herramientas para operar con del ROV a través de los Hotstabs.
- Production Jumper del árbol hacia el ducto de producción.
- Umbilical, a través del cual se controlan los pozos de manera remota.
- IWOCS, a través del cual se controlan las funciones del árbol de manera temporal desde plataforma (Ucha Gómez, 2022).



Figura 5.2 Interfaces con el árbol ⁸⁰

⁸⁰ Ucha Gómez, L. G. (2022). *Diseño de árboles submarinos*.

6. Instalación del árbol horizontal.

6.1 Requerimientos logísticos.

Los árboles de Navidad submarinos se pueden instalar con una tubería de perforación o con el cable de una grúa, como se muestra en la Figura 6.1.



Figura 6.1 Instalación del árbol con tubería (izquierda) y con cable (derecha) ⁸¹

Dado que el cable de la grúa normalmente tiene una longitud de 200 a 300 m, para aplicaciones en aguas profundas, el árbol se transferirá a la grúa de la plataforma, cuya longitud de cable puede ser de hasta 1000 m. Los buques de instalación del árbol de navidad submarino pueden ser auto elevables, semi sumergibles o perforadores, aplicados a diferentes profundidades de agua, como se muestra en la tabla 6.1 (Bai & Bai, 2019b).

Tabla 6.1 Tipos de equipos

Profundidad de agua [ft]	Tipo de equipo	Tipo de anclaje
< 400	Jack – Up	Mediante “Patas”
400 - 4000	Semi sumergible	Anclas
> 4000	Semi sumergible	Posicionamiento dinámico (Propulsores)
> 2000	Barco perforador	Posicionamiento dinámico (Propulsores)

⁸¹ Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>

6. Instalación del árbol horizontal.

Es importante mencionar que son muy usados para esta tarea los barcos de servicio, los cuales cuentan con una grúa con cable. Algo fundamental en estos equipos es que cuentan con sistemas de compensación de movimiento, los cuales evitan movimientos mientras se baja el árbol, permite que se instale en la posición adecuada y que no sufra daños al tratar de conectarlo con el cabezal.

Otros equipos importantes que se usan durante la instalación del HXT, son los IWOCS. Un IWOCS es un sistema de control temporal que se utiliza para poner en marcha, reparar, solucionar problemas o desmantelar pozos submarinos. Se utilizan equipos especializados como carretes umbilicales, unidades de energía hidráulica (HPU) y grúas para permitir el control hidráulico y eléctrico de los árboles submarinos y el hardware relacionado (Oceaneering, 2022). Normalmente, los IWOCS van asegurados al riser con grapas.



Figura 6.2 IWOCS ⁸²

El Sub Sea Test Tree (SSTT) es un equipo submarino de control el cual se utiliza durante la instalación del colgador de la tubería de producción y puede activarse en caso de emergencia. Consta de un arreglo de válvulas y está ubicado en la tubería de aterrizaje (landing string), a pesar de que lo más recomendable es usar este equipo, no siempre es así. Es necesario usarse por seguridad cuando se va a fluir el pozo para

⁸² Oceaneering. (2022, July 23). *Installation and Workover Control Systems (IWOCS)*. <https://www.oceaneering.com/datasheets/IWOCS-Brochure-Landscape-A4.Pdf>.
<https://www.oceaneering.com/datasheets/IWOCS-brochure-landscape-A4.pdf>

realizar medición de hidrocarburos, ya que, puede haber un descontrol, en este caso si es obligatorio instalar el SSTT.

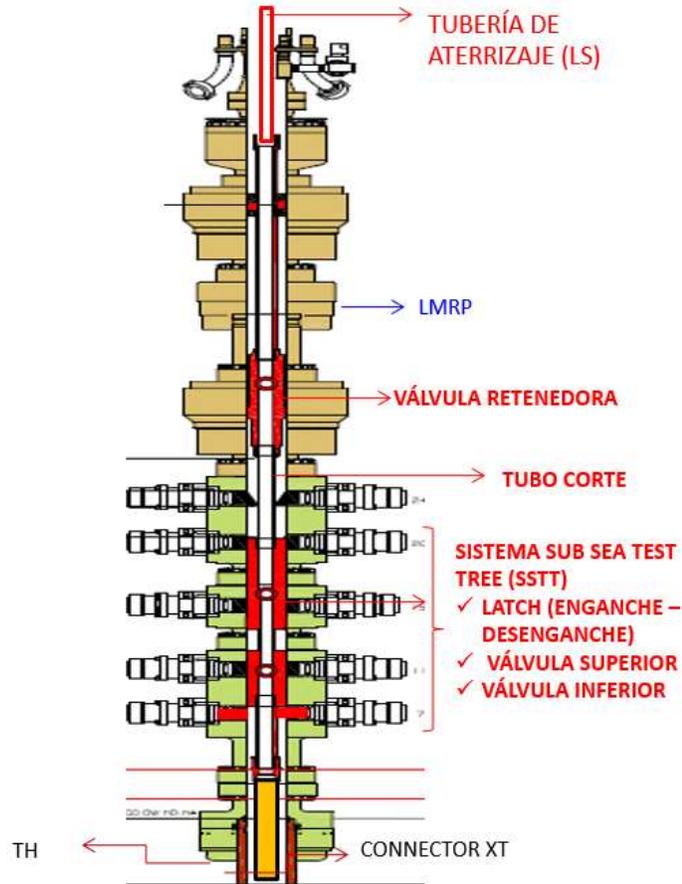


Figura 6.3 Sub Sea Test Tree ⁸³

Otros equipos que se utilizan durante la instalación son:

- Surface Flow Tree (SFT).
- Annular Slick Joint (ASJ).
- Retainer Valve (RV).
- Shear Sub (SS).
- Tubing Hanger Running Tool Adapter (THRT AD).

⁸³ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

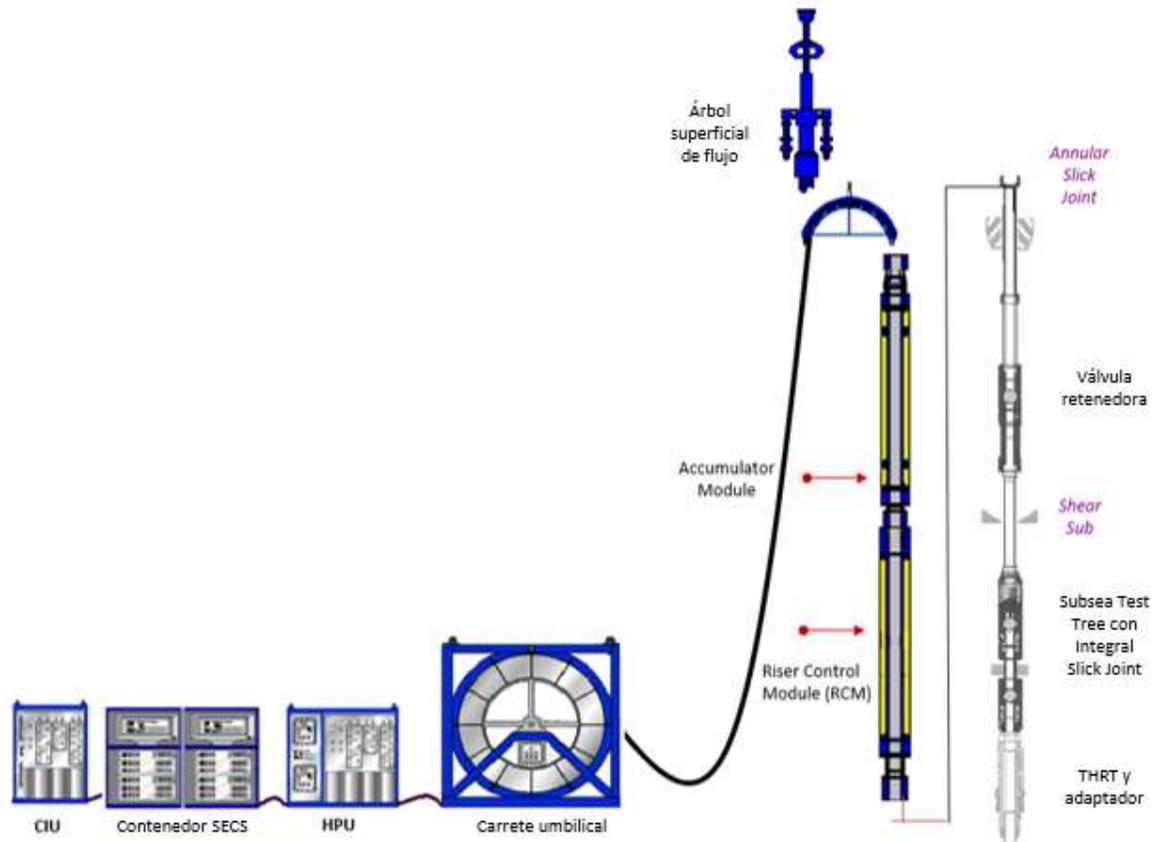


Figura 6.4 Electro – Hydraulic Control System ⁸⁴

6.2 Procedimiento de instalación.

En Arredondo Maldonado (2022c) ,se describe el proceso general de terminación de forma ilustrada, esto para entrar en contexto antes de describir particularmente el proceso de instalación de los IWOCS del HXT.

1. Instalar el HXT.
2. Instalar el BOP (En este punto se baja el umbilical del IWOCS).
3. Instalar las EFL y HFL.
4. Hacer lavado del pozo.

⁸⁴ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

6. Instalación del árbol horizontal.

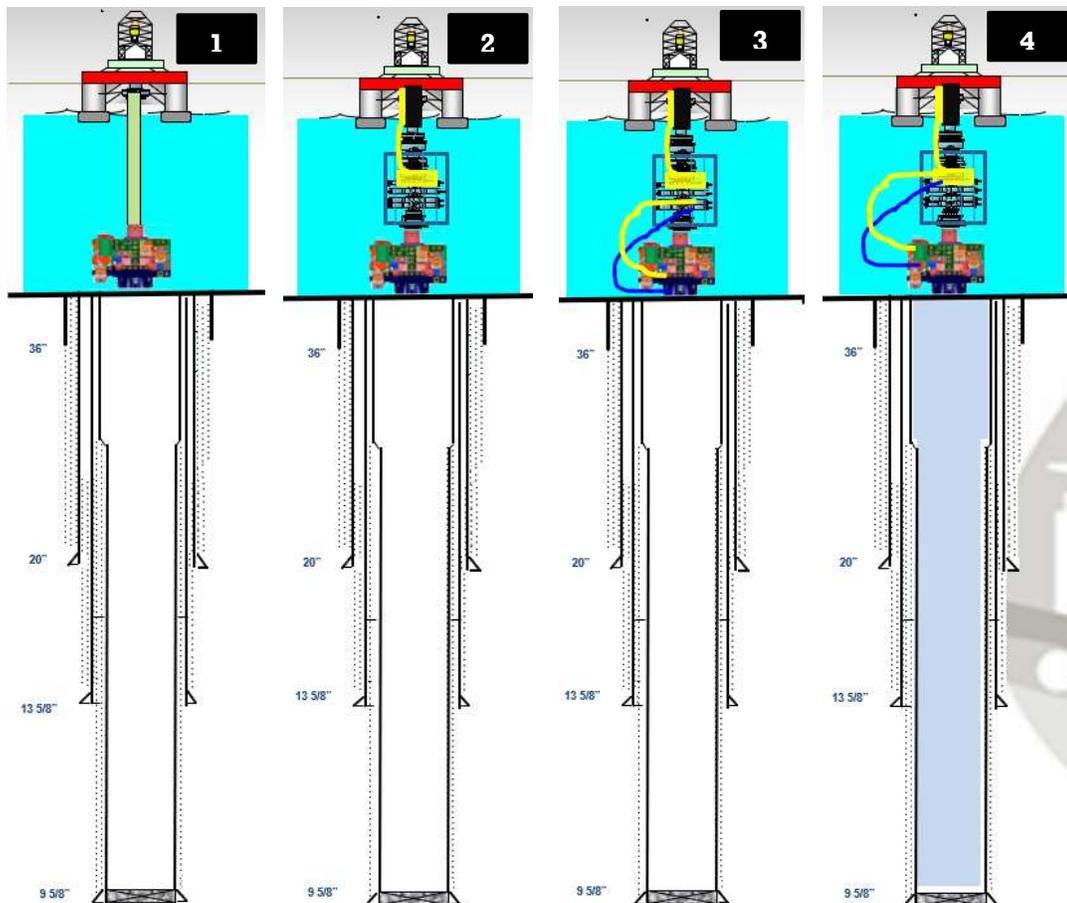


Figura 6.5 Instalación de árbol, BOP, líneas eléctricas e hidráulicas ⁸⁵

5. Disparar, instalar terminación inferior y hacer trabajos de Frack Pack si es el caso.
6. Correr la terminación superior.
7. Correr el Tubing Hanger y el Subsea Test Tree (SSTT), a esto se le denomina Landing String. Y aterrizar (*en este punto se instala el SSTT*).
8. Desplazar la salmuera con un fluido más ligero, anclar el empacador de producción y probar.

⁸⁵ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

6. Instalación del árbol horizontal.

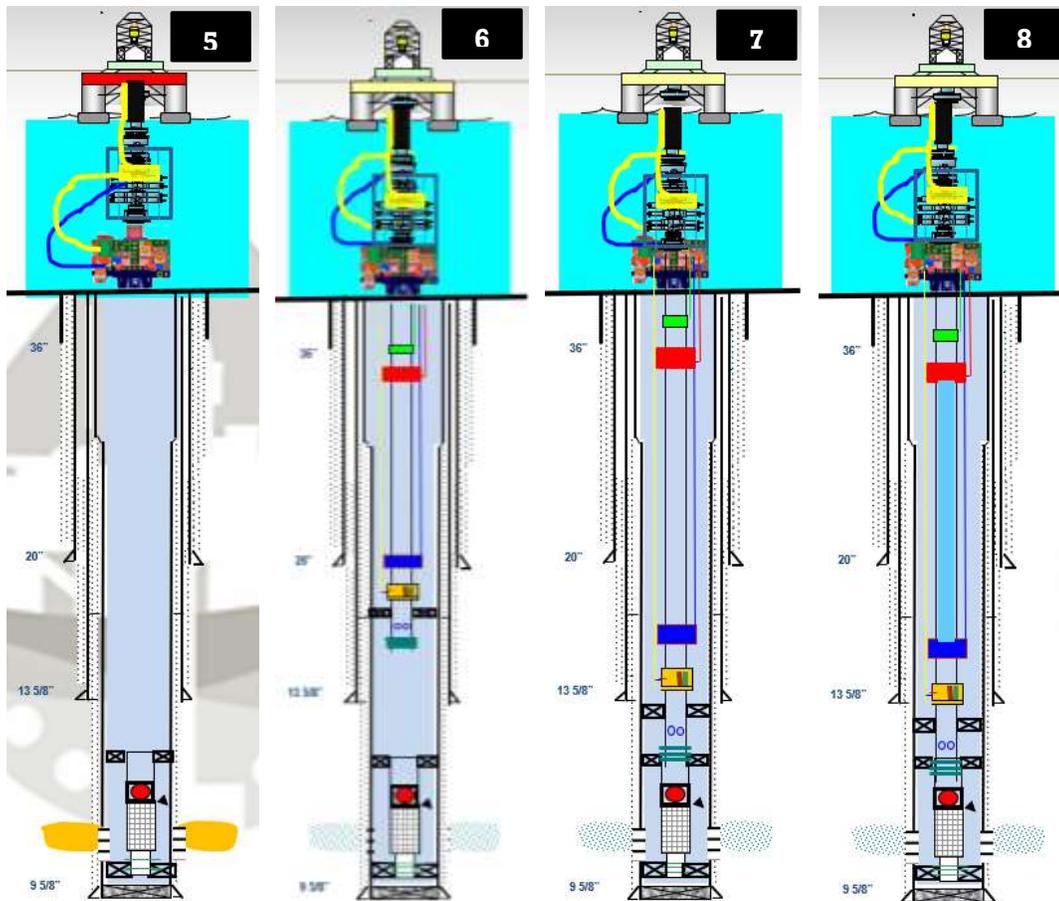


Figura 6.6 Trabajos de terminación inferior y superior.⁸⁶

9. Abrir la válvula aisladora de fondo haciendo el ciclo de 5 pulsos.
10. Limpiar y fluir el pozo (medición).
11. Cerrar el pozo, cerrar la SCSSV y llenar con glicol hasta la SCSSV.
12. Instalar los crown plugs y probar.

⁸⁶ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

6. Instalación del árbol horizontal.

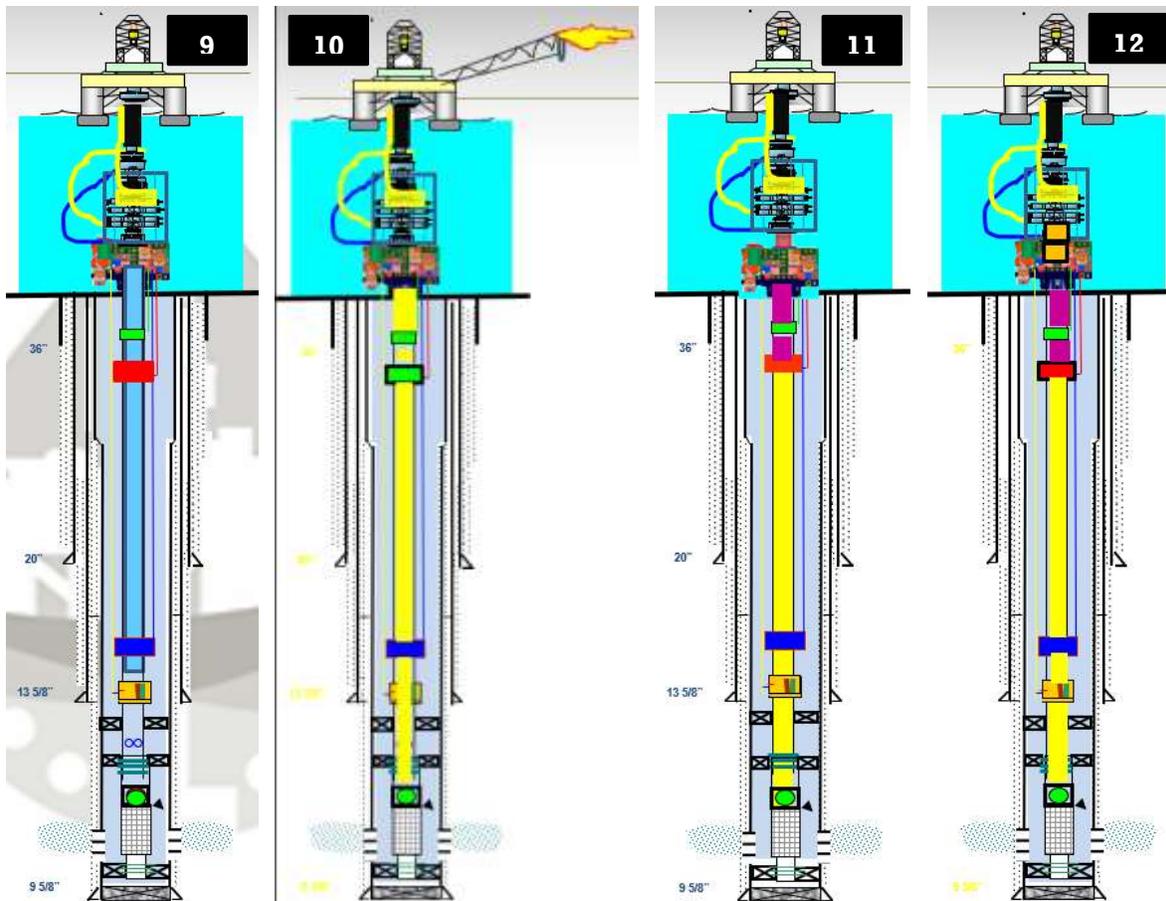


Figura 6.7 Medición e instalación de tapones ⁸⁷

13. Recuperar landing string y SSTT.
14. Recuperar BOP, Riser y umbilical del IWOCSS, y se retira la plataforma.

⁸⁷ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

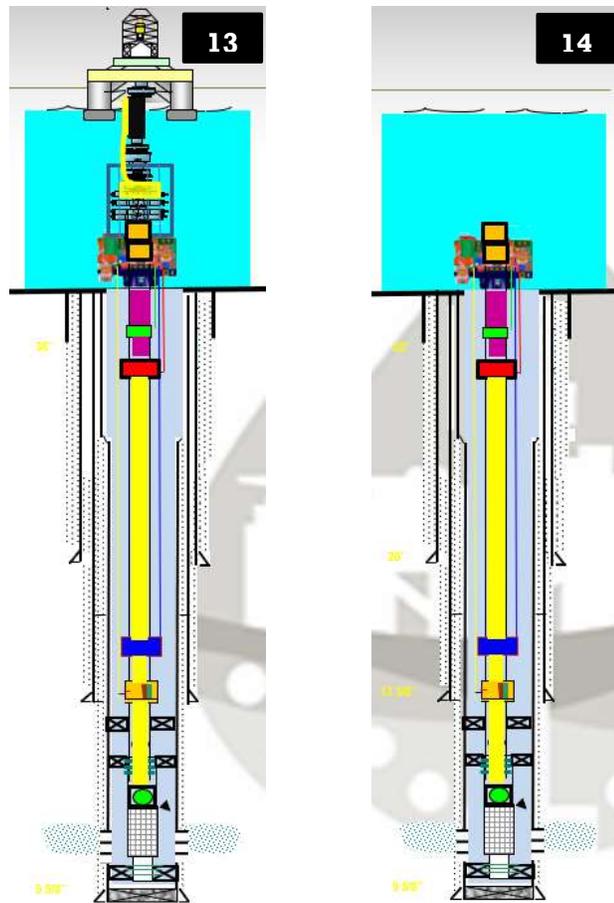


Figura 6.8 Pasos finales de la terminación ⁸⁸

Una vez ilustrado el proceso general de terminación, a continuación, se explicará más detalladamente los pasos a seguir en la instalación de los controles del HXT (IWOCS) y del SSTT.

Recordemos que el árbol fue instalado primero con el cable o tubería y los controles se instalan posteriormente.

En la figura 6.9 se pueden observar los componentes que se mencionan en los diferentes procedimientos y en qué parte se ubican. Los del lado izquierdo controlan el SSTT (IWOCS) y los del lado derecho controlan al HXT (IWOCS).

⁸⁸ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

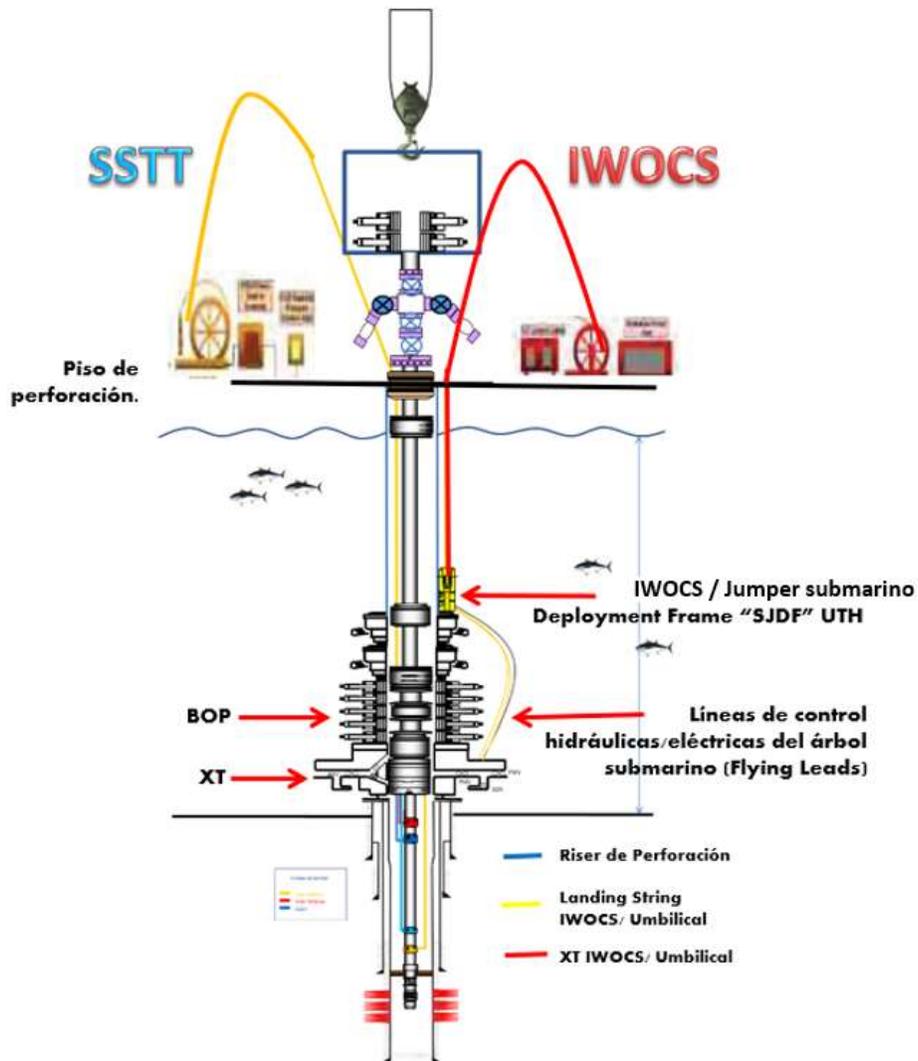


Figura 6.9 Elementos de instalación de los IWOCs ⁸⁹

Los pasos a seguir para la instalación de los IWOCs del HXT son los siguientes:

- 1 Instalar el UTH en el LMRP (Sistema de desconexión del Riser).
- 2 Conectar umbilical al UTH (Umbilical Termination Head) y conectar el BOP al riser.
- 3 Bajar el BOP, el riser, el umbilical y el UTH. Conectar al XT y hacer pruebas.
- 4 Con el ROV, conectar los EFL e HFL del UTH al XT, hacer pruebas de conectividad.

⁸⁹ Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.

Los pasos a seguir para la instalación los IWOCS del SST son los siguientes:

- 1 Conectar el colgador (TH) a la tubería de producción y hacer pruebas.
- 2 Conectar el SSTT y LS al colgador, hacer pruebas.
- 3 Bajar la terminación superior, el TH del piso de la rotaria hasta el asiento del TH en el HXT y sentar TH, poner el umbilical en el Landing String y hacer pruebas.
- 4 Transferir todas las funciones del fondo del aparejo de producción al XT.

Una vez instalados los IWOCS y el SSTT, ya se cuenta con dos controles, uno para el XT y otro para el SSTT. Se cuenta con estos controles a lo largo de toda la terminación y se desinstalan prácticamente al final, como se vio anteriormente en el proceso de terminación, ya que, el SSTT será el encargado de cerrar el pozo en caso de algún descontrol a través de las válvulas de bola (ver Figura 6.9) (Arredondo Maldonado, 2022a).

6.3 Principio de operación del árbol.

Para comprender cómo se controla el árbol, primero debemos tener en mente que se cuenta con HFL, las cuales son las líneas hidráulicas, y con EFL, las cuales son las líneas eléctricas. Todas estas líneas van dentro de un umbilical, el cual va desde tierra o desde un FPSO (dependiendo desde donde se está controlando el árbol) hasta el SDU (Unidad de Distribución Submarina).

A través de la línea eléctrica se manda la señal de la acción que se requiera que ejecute el árbol, la razón de que sea a través de línea eléctrica es la rapidez con la que llega la señal, ya que, si se enviara de manera hidráulica, debido a las grandes distancias sería muy tardado. Por otro lado, por las líneas hidráulicas se mandan los fluidos necesarios según el diseño de los árboles.

Una vez que el SDU recibe la señal y los fluidos, se encarga de dirigirlos al árbol correspondiente, es importante mencionar que puede haber varios árboles conectados al mismo SDU como se muestra en la figura 6.3. Cuando la señal llega al árbol es recibida por el SCM, el cual “traduce” la señal y hace que los cilindros que ya están cargados con nitrógeno activen unos pistones. Recordemos que los piping que se

encuentran en el interior del árbol conectados a cada válvula también se encuentran llenos de un fluido especial, por lo cual, los pistones que activan los cilindros de nitrógeno ejercen presión en el fluido que se encuentra en el piping correspondiente a cierta válvula, de esta manera se activa la apertura o cierre de la válvula solicitada por medio de la señal que llega al SCM.

Una vez que el hidrocarburo realiza el recorrido por el árbol como observamos en los diagramas de flujo de los capítulos anteriores, sale por el jumper de producción y se dirige al manifold, al cual llegan las corrientes de los diferentes árboles que se encuentren conectados a él. Posteriormente, el manifold manda la producción al PLET (Pipeline End Termination), y finalmente, éste manda la producción a la tubería que llega al destino final del hidrocarburo, ya sea a tierra a alguna terminal, o a un FPSO, etc.

El proceso descrito anteriormente puede observarse en la Figura 6.10.

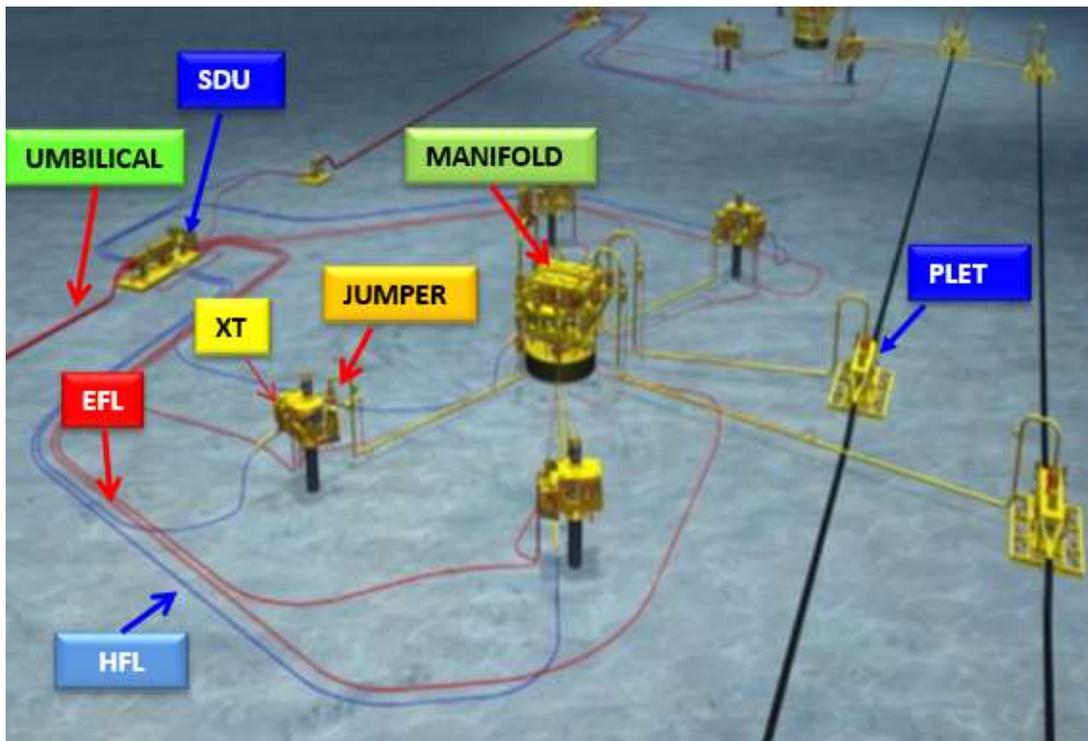


Figura 6.10 Conjunto de producción ⁹⁰

⁹⁰ Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.

Conclusiones

La filosofía de diseño en la terminación de pozos en ambientes de aguas profundas dice que es fundamental tener en cuenta que éste sea un diseño robusto, es decir, diseñar y contemplar equipos y materiales para servicio durante toda la vida productiva del yacimiento y bajo las condiciones extremas de producción, con la meta de tener el menor número posible de intervenciones, ya que, estas son muy costosas en aguas profundas y siempre se busca que el proyecto sea rentable.

El presente trabajo está enfocado principalmente en dar a conocer tanto el proceso general de la fabricación, como la instalación del árbol horizontal submarino, los equipos requeridos y la secuencia de terminación.

La elección del tipo de árbol (vertical / horizontal) depende de la estrategia de explotación y en cada caso se evaluará la viabilidad técnica y económica de uno comparado con el otro.

En la ingeniería y planeación de proyectos de terminación de pozos subsea, la logística para el suministro, servicios, transporte de materiales, equipos y personal, es un tema crítico, ya que, de no tener todos estos disponibles y en óptimas condiciones cuando llegue el momento de la ejecución, esto puede representar atrasos en las operaciones, lo cual generaría pérdidas monetarias. La terminación de pozos submarinos requiere de constante interacción con otras disciplinas, tanto para la correcta planeación, diseño y ejecución, así como, para la fabricación de equipos y sistemas.

El valor agregado del presente trabajo es dar a conocer los componentes del árbol, sistemas de control, fabricación e instalación; todo esto a partir de la experiencia operativa. En esta tesis está disponible para cualquier persona interesada en el tema.

A partir del siniestro acontecido en el pozo Macondo, la seguridad es un aspecto prioritario en aguas profundas. Siempre se debe cumplir con los mínimos estándares

de calidad y seguridad para contar con operaciones de riesgo controlado. Todas estas medidas de seguridad dependen de las barreras de seguridad y de los sistemas de control de pozo empleados durante la terminación.

Este trabajo es útil para estudiantes interesados en el ámbito de aguas profundas, del cual es algo complicado encontrar bibliografía, sobre todo en español. También se espera que sirva para despertar el interés de los estudiantes en aprender este tipo de temas, se considera un área de oportunidad, ya que, es un tema que requiere ingeniería especializada.

Es de suma importancia prepararse para ser un ingeniero apto y capacitado en el tema de aguas profundas para poder enfrentar los retos que se vislumbran a corto plazo. Como se mencionó en el trabajo, el petróleo "fácil" es cada vez más escaso y una vez que se deban buscar otras alternativas para la extracción, el siguiente recurso serán aguas profundas. Es por esto por lo que debemos estar preparados para cuando eso suceda, a pesar de que en la actualidad en México el panorama parezca complicado para esta área, no debemos esperar a mañana para hacerlo, debemos estar preparados y evitar o reducir la importación de ingenieros de otros países para llevar a cabo estas tareas.

Bibliografía

- American Petroleum Institute. (2004). *API 6A: Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.
- American Petroleum Institute. (2014). *REQUISITOS API Q1 9ª EDICIÓN*.
- Arredondo Maldonado, H. (2006). *Curso de Ingeniería de Terminación y Reparación de Pozos*.
- Arredondo Maldonado, H. (2022a). *Árbol submarino horizontal HXT*.
- Arredondo Maldonado, H. (2022b). *Selección de fluidos de terminación*.
- Arredondo Maldonado, H. (2022c). *Terminación submarina en aguas profundas en campos de desarrollo*.
- Arredondo Maldonado, H. (2022d). *Árboles Submarinos*.
- Bai, Y., & Bai, Q. (2019a). Subsea Tree Design. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 731–767). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00025-7>
- Bai, Y., & Bai, Q. (2019b). Subsea Trees. In *Subsea Engineering Handbook* (pp. 697–729). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812622-6.00024-5>
- Behrmann, L. B., Brown, A. B., Smith, P. S. & Underdown, D. U. (2000). *Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad*. Oil Production. Recuperado 3 de julio de 2022, de <http://www.oilproduction.net/files/TecnicasDisparoOptimizarProduccion.pdf>
- British Petroleum, & Petróleos Mexicanos. (2004). *Aseguramiento del flujo*.
- Gakuo W., J. (2022, January 8). *Ultimate guide to understanding subsea xmas tree*. <https://www.upstreampost.com/subsea-xmas-tree/>
- Herianto, Aziz, P. A., Daton, W. N., & Chandra, S. (2020). *Productivity Analysis of Frac-pack Completion in M Well with Sand Problem Indication and High Permeability Formation*. 291–298. <https://doi.org/10.5220/0009359902910298>
- Koto, J. (2017). *Application of Subsea Tree in Deep Water* (Second Edition). Ocean and aerospace research institute.
- NEXT. (2013). *Sand Control*.
- Norsok Standard. (2004). *D-010 Well integrity in drilling and well operations*.
- Oceaneering. (2022, July 23). *Installation and Workover Control Systems (IWOCS)*. <https://www.oceaneering.com/datasheets/IWOCS-Brochure-Landscape-A4.Pdf>. <https://www.oceaneering.com/datasheets/IWOCS-brochure-landscape-A4.pdf>

- Onugbolu, O., Rodrigues, C., Maueler, R., Lewis, D. W., & Loyola, C. (2012, August 6). Deepwater Drilling Operations Challenges of Exploration Well in Alpha Block, Gulf of Guinea: Lessons Learned. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/162959-MS>
- Rangel German, E. (2010). ¿Dónde está la siguiente cuadrilla para enfrentar los próximos retos de E&P? *Energía a Debate*, 8–16.
- Ucha Gómez, L. G. (2013). Diseño del primer árbol submarino para desarrollo de campos en aguas profundas mexicanas. *Ingeniería Petrolera*, 53.
- Ucha Gómez, L. G. (2022). *Diseño de árboles submarinos*.
- Zamorano, P., Hendrickx, M. E., Méndez, N., Gómez, S., Serrano, D., Aguirre, H., Madrid, J., & Morales-Serna, F. N. (2014). La exploración de las aguas profundas del Pacífico mexicano: el Proyecto TALUD. In *La Frontera Final: El Océano Profundo*.