

Análisis del uso del Riser de Perforación en Operaciones Costa Fuera y Recomendaciones
Generales para el Offshore Colombiano

Víctor Hugo Díaz Letrado

Flex Steven Triana Méndez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

NÉSTOR FERNANDO SAAVEDRA TRUJILLO

Ingeniero De Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Al creador de todas las cosas, el que me ha dado la fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer; por ello, con toda la humildad que de mi corazón puede emanar, dedico primeramente mi trabajo a Dios.

A mis padres, Gladys Letrado y Julio Díaz, porque son el motor de mi vida, por su apoyo incondicional, sus consejos, su guía y sus oraciones, siempre los llevaré en mi corazón y mi mente.

A mi hermano Andrés, por estar siempre presente en mi vida, por su apoyo incondicional.

A mis abuelitos por estar siempre hay con amor y cariño para dibujarme una sonrisa cuando más la necesitaba.

A toda mi familia, por hacerme sentir una persona de gran valor.

Y también a mis amigos, por ser cómplices de tantas aventuras y locuras que nos dejarán anécdota para recordar más adelante.

Finalmente quiero agradecer a todas las personas que pasaron por mi vida, pues formaron parte de mi camino, de mi historia y en definitiva de mí, ya sea que aportaran cosas positivas o negativas, ya que gracias a ellas he podido crecer como persona.

Víctor Hugo Díaz Letrado

Dedicatoria

A DIOS, por haberme permitido finalizar este proyecto, quien me dio la sabiduría para realizar todas las actividades de la carrera, quien me tuvo tanta paciencia a pesar de mis errores.

A mis padres, quienes siempre me han dado su gran apoyo y amor para seguir adelante en todo momento.

Flex Steven Triana Méndez

Agradecimientos

Agradecemos al profesor Néstor Saavedra por su tiempo, dedicación y apoyo para la realización de este proyecto.

También agradecemos a nuestra gloriosa Universidad Industrial de Santander, nuestros profesores y cada una de las personas que la componen esta alma mater, y que nos impulsan a ser los mejores profesionales del país.

Gracias, por tanto.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	19
1. Objetivos.....	20
1.1 Objetivo General.....	20
1.2 Objetivos Específicos	20
2. Generalidades del Sistema Riser	21
2.1 Definición del Sistema Riser	21
2.2 Clasificación del Sistema Riser	23
2.2.1 Riser de perforación.....	23
2.2.2 Riser de terminación e intervención	26
2.2.3 Otra clasificación	27
2.3 Historia	30
2.4 Perforación Costa Fuera	32
2.4.1 Unidades de perforación	32
2.4.1.1 Estructuras marinas.....	32
2.4.1.1.1 Sistemas soportados en el fondo marino (Bottom-Supported).....	33
2.4.1.1.2 Sistemas flotantes	43
3. Sistema Riser	55
3.1 Componentes Básicos del Riser de Perforación	55
3.1.1 Sistema tensionador	58
3.1.2 Junta telescópica	60
3.1.3 Cuerpo principal del riser	62
3.1.4 Conjunto inferior del riser (LMRP).....	64

3.1.5 Juntas flexibles	65
3.1.5.1 Junta flexible.....	66
3.1.5.2 Junta de bola	66
3.1.6 Líneas de estrangular, matar y auxiliares	67
3.1.7 Equipo de flotación.....	70
3.1.7.1 Módulos de espuma	70
3.1.7.2 Cámaras de aire con fondo abierto	71
3.1.8 Uniones del riser.....	73
3.1.9 Accesorios	74
3.1.9.1 Líneas flexibles de estrangular y matar	74
3.1.9.2 Desviador de flujo	75
3.1.9.3 Conectores del riser	76
3.1.9.4 Válvula de llenado del riser	77
3.1.9.5 Conectores de las líneas de estrangular y de matar	78
3.2 Componentes de Operación del Riser de Perforación	79
3.2.1 Herramientas para correr y recuperar el riser	80
3.2.2 Running tool	83
3.2.3 Sistema para colgar el riser.....	85
3.2.4 Sistema tensionador de las líneas guía	86
3.2.5 Sistema compensador de movimiento	86
3.2.6 Sistema de monitoreo	87
4. Condiciones para el Manejo del Riser.....	90
4.1 Fatiga	91
4.1.1 Fases de fatiga	91
4.1.2 Curvas S-N	92
4.1.3 Daño acumulado	94

4.1.4 Técnicas de fatiga	95
4.1.5 Fatiga del riser	97
4.2 Parámetros Metoceánicos	99
4.2.1 Tirante de agua	99
4.2.2 Oleaje	101
4.2.3 Viento	102
4.2.4 Corriente	103
4.3 Instalación y Desconexión.....	105
4.3.1 Secuencia de instalación del conductor, TR superficial, cabezal, BOP, LMRP y riser	106
4.3.2 Preparación del riser	107
4.3.3 Corrida del riser	107
4.3.4 Suspensión de la perforación por problemas con el riser	110
4.3.5 Desconexión del riser	111
4.3.6 Temporada de perforación.....	113
4.4 Operación.....	114
4.4.1 Modos de operación.....	114
4.4.2 Criterios de operación.....	116
4.4.3 Flotación	121
4.4.4 Fluido de perforación.....	122
4.4.5 Curvatura	124
4.4.6 Colapso	124
4.4.7 Líneas de estrangular, matar y auxiliares	125
4.4.8 Peso aparente del LMRP	125

4.4.9 Carga en el conductor	126
4.5 Mantenimiento.....	127
4.5.1 Requisitos de inspección	127
4.5.2 Inspección en campo	128
4.5.3 Después de recuperar el riser.....	129
4.5.4 Transporte y almacenamiento.....	129
4.5.5 Componentes para ser examinados.....	130
4.5.6 Consideraciones generales.....	130
 5. Características del Offshore Colombiano	 131
5.1 Pozo Calasu 1	132
5.1.1 Programa de perforación	132
5.1.2 Descripción general de la perforación exploratoria.....	136
5.1.3 Plataforma de perforación exploratoria	140
5.2 Pozo Orca 1	143
5.2.1 Programa de perforación	143
5.2.2 Descripción general de la perforación exploratoria.....	147
5.2.3 Plataforma de perforación exploratoria	154
 6. Recomendaciones Generales para el uso del Sistema Riser en el Offshore Colombiano	 159
 7. Conclusiones.....	 165
 8. Recomendaciones	 167
 Referencias Bibliográficas.....	 169

Lista de Tablas

Tabla 1	<i>Generaciones de las Plataformas Semisumergibles</i>	53
Tabla 2	<i>Rangos de Profundidad del Equipo de Flotación</i>	72
Tabla 3	<i>Influencia del Peso del LMRP</i>	125
Tabla 4	<i>Datos Principales del Pozo Calasu 1</i>	132
Tabla 5	<i>Sección y tipo de Fluido durante la Perforación del Pozo Calasu 1</i>	133
Tabla 6	<i>Especificaciones Técnicas del Buque de Perforación Bolette Dolphin</i>	142
Tabla 7	<i>Datos Principales del Pozo Exploratorio Orca 1</i>	144

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Sistema Riser.	22
<i>Figura 2.</i> Junta de Riser de Perforación.	23
<i>Figura 3.</i> Riser de Perforación de Aluminio.	25
<i>Figura 4.</i> Riser Híbrido.....	28
<i>Figura 5.</i> Diferentes Configuraciones del Riser Flexible.....	29
<i>Figura 6.</i> Forma de una Catenaria.	30
<i>Figura 7.</i> Clasificación de las Estructuras Marinas.	32
<i>Figura 8.</i> Plataforma Tipo Jacket.	34
<i>Figura 9.</i> Complejo de Plataforma tipo Jacket.	35
<i>Figura 10.</i> Plataforma por Gravedad (GBS).....	36
<i>Figura 11.</i> Plataforma tipo Torre Atadas.....	37
<i>Figura 12.</i> Plataforma tipo Torre Articulada.	39
<i>Figura 13.</i> Esquema Torre con Doble Articulación.	40
<i>Figura 14.</i> Plataforma MODU.....	41
<i>Figura 15.</i> Vista Frontal MODU.	42
<i>Figura 16.</i> Distribución de MODU en el Mundo.	43
<i>Figura 17.</i> Unidad TLP.....	44
<i>Figura 18.</i> Evolución Unidades TLP.....	45
<i>Figura 19.</i> Plataforma tipo SPAR.....	46
<i>Figura 20.</i> Evolución Plataformas tipo SPAR.....	48
<i>Figura 21.</i> Plataforma Semisumergible.....	49
<i>Figura 22.</i> Evolución Plataformas Semisumergibles.	51

<i>Figura 23. Esquema Barco de Perforación.</i>	54
<i>Figura 24. Evolución Barcos de Perforación.</i>	55
<i>Figura 25. Sistema del Riser.</i>	57
<i>Figura 26. Sistema Tensionador.</i>	59
<i>Figura 27. Junta Telescópica.</i>	61
<i>Figura 28. Cuerpo Principal del Riser.</i>	63
<i>Figura 29. Conjunto Inferior del Riser (LMRP).</i>	64
<i>Figura 30. Juntas Flexibles.</i>	67
<i>Figura 31. Líneas de Estrangular y Matar.</i>	68
<i>Figura 32. Equipo de Flotación.</i>	72
<i>Figura 33. Uniones del Riser.</i>	74
<i>Figura 34. Líneas Flexibles de Estrangular y Matar.</i>	75
<i>Figura 35. Desviador de Flujo.</i>	76
<i>Figura 36. Conector del Riser.</i>	77
<i>Figura 37. Válvula de Llenado del Riser.</i>	78
<i>Figura 38. Cuerpo Principal del Riser.</i>	80
<i>Figura 39. Gimbal.</i>	81
<i>Figura 40. Líneas y Base Guía.</i>	82
<i>Figura 41. Running Tool Manual.</i>	84
<i>Figura 42. Running Tool Hidráulico.</i>	85
<i>Figura 43. Sensor de Movimiento.</i>	88
<i>Figura 44. Sensor de Tensión.</i>	89
<i>Figura 45. Sensor de Corrientes Submarinas.</i>	90

<i>Figura 46. Curva S-N.</i>	<i>93</i>
<i>Figura 47. Fatiga del Riser.</i>	<i>98</i>
<i>Figura 48. Tirante de Agua.</i>	<i>100</i>
<i>Figura 49. Oleaje.</i>	<i>102</i>
<i>Figura 50. Corrientes Mundiales.</i>	<i>105</i>
<i>Figura 51. Secuencia de Instalación.</i>	<i>107</i>
<i>Figura 52. Estado Mecánico del Pozo Calasu 1.</i>	<i>134</i>
<i>Figura 53. Procesos de Instalación del Cabezal de Pozo</i>	<i>137</i>
<i>Figura 54. Revestimiento y Cementación.</i>	<i>138</i>
<i>Figura 55. Conexión del Riser y BOP.</i>	<i>139</i>
<i>Figura 56. Buque de Perforación Exploratoria Marina Bolette Dolphin.</i>	<i>141</i>
<i>Figura 57. Principales Equipos de un Buque de Perforación Exploratoria.</i>	<i>143</i>
<i>Figura 58. Estado Mecánico del Pozo Orca 1.</i>	<i>145</i>
<i>Figura 59. Etapas de Perforación.</i>	<i>148</i>
<i>Figura 60. Esquema del Conjunto de Instalación del Tubo Conductor.</i>	<i>149</i>
<i>Figura 61. Esquema Simplificado del Proceso de Perforación.</i>	<i>152</i>
<i>Figura 62. Esquema de un Pozo Revestido y Cementado.</i>	<i>153</i>
<i>Figura 63. Buque de Perforación NS-21.</i>	<i>154</i>
<i>Figura 64. Principales Equipos de un Buque de Perforación (Drill Ship).</i>	<i>159</i>

Resumen

Título: Análisis del uso del Riser de Perforación en Operaciones Costa Fuera y Recomendaciones Generales para el Offshore Colombiano. *

Autores: Víctor Hugo Díaz Letrado, Flex Steven Triana Méndez. **

Palabras Clave: Sistema riser de perforación, condiciones de operación, plataformas offshore.

Descripción:

El presente proyecto, presenta el análisis del sistema riser de perforación, en cuanto a, definiciones, tipos, funciones, condiciones de operación entre otros, para estudiar los factores relevantes que hacen exitosa la perforación de un pozo offshore, mediante el sistema de riser integrado. De igual manera, se documenta la historia desde los comienzos de esta tecnología, los diferentes desafíos que afronta, siendo de gran importancia para el entendimiento de la configuración del riser para la optimización de las condiciones de manejo. Las operaciones offshore se fundamentan en el uso de embarcaciones para transportar, herramientas, materiales y equipos de perforación, siendo un conjunto de parámetros dependientes de las condiciones operacionales como presión, temperatura, profundidad, etc. que son fundamentales para la selección del riser a integrar y la evaluación del proyecto. A base de este estudio se realiza de igual forma la descripción de las características del offshore colombiano, donde se incluyen algunos proyectos ejecutados en el caribe colombiano, destacando datos reales, propiedades del yacimiento, estado mecánico, variaciones operacionales, entre otros aspectos de los pozos durante el proceso de perforación. Finalmente, a partir de la investigación se realizan recomendaciones generales para el uso del sistema riser en el offshore colombiano para su óptimo funcionamiento.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Néstor Fernando Saavedra Trujillo, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Analysis of the use of the Riser of Drilling in Offshore Operations and General Recommendations for the Colombian Offshore. *

Authors: Víctor Hugo Díaz Letrado, Flex Steven Triana Méndez. **

Key Words: Drilling riser system, operating conditions, offshore platforms.

Description:

This project presents the analysis of the drilling riser system, in terms of definitions, types, functions, operating conditions among others, to study the relevant factors that make the drilling of an offshore well successful, through the integrated riser system. In the same way, history is documented since the beginning of this technology, the different challenges it faces, being of great importance for the understanding of the configuration of the riser for the optimization of driving conditions. Offshore operations are based on the use of vessels for transport, tools, materials and drilling equipment, being a set of parameters dependent on operational conditions such as pressure, temperature, depth, etc. which are essential for the selection of the riser to integrate and the evaluation of the project. Based on this study, the description of the characteristics of the Colombian offshore is also carried out, which includes some projects executed in the Colombian Caribbean, highlighting real data, reservoir properties, mechanical status, operational variations, among other aspects of the wells during the drilling process. Finally, from the investigation, general recommendations are made for the use of the riser system in the Colombian offshore for it is optimal operation.

* Bachelor Degree Project.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Nestor Fernando Saavedra Trujillo, Petroleum Engineer.

Introducción

Estamos en una sociedad donde el consumo energético mundial aumenta sin cesar, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones como por el aumento de la población mundial. La mayor parte de la energía que se consume mundialmente se genera a partir de fuentes no renovables, especialmente petróleo, carbón y gas, representando casi un 88 por ciento de la producción de energía actual. Tan sólo el 12 por ciento de la energía mundial proviene de fuentes renovables y otras energías. Las abundantes reservas mundiales de petróleo hacen suponer que este recurso seguirá siendo utilizado durante muchos años. La estimación del hidrocarburo remanente en el planeta depende de la comprensión detallada de la corteza terrestre. Esta comprensión es aún imperfecta debido a la incertidumbre que se tiene; a pesar de esto, los últimos grandes descubrimientos se han realizado en el offshore. Es aquí donde nació la necesidad de incorporar y desarrollar una nueva tecnología en la perforación de pozos marinos denominada sistema riser, que impone la protección y cuidado del ambiente ante la amenaza de la contaminación de los mares, sin dejar a un lado la optimización de costos que representa la exploración y producción de hidrocarburos en este tipo de entorno que son un verdadero desafío para la industria petrolera. Mientras que en la actualidad la tecnología de perforación moderna con riser hace posible perforar pozos de hasta 3 km de tirante de agua, para verificar la composición exacta de la geología, más de la mitad del océano es más profundo que 3 km, dejando por fuera gran parte del planeta más allá del alcance del análisis detallado y abriendo posibilidades para la incorporación de nuevas mejoras en la tecnología del sistema de riser.

Actualmente los yacimientos offshore colombianos en producción se localizan en aguas someras (tirantes de agua menores a 500 m). Para el caso de la industria petrolera colombiana, se ha estado llegando a la madurez y declinación de la mayoría de los yacimientos situados en

tierra, por lo que es importante para el país y se ha convertido en una necesidad, empezar a realizar importantes inversiones e investigaciones en la exploración de yacimientos marinos en aguas profundas (500m - 1500m) y ultraprofundas (1500m – 3000m)

Es por esto de vital importancia realizar un análisis del uso de las nuevas tecnologías del sistema riser, para poder introducirlos con éxito. Dicho análisis debe incluir el comprender el funcionamiento básico de sus componentes, estudiar las condiciones de manejo para poder optimizar el rendimiento del sistema y conocer los diferentes desafíos que presenta esta tecnología actualmente, para poder mitigar los problemas que puedan surgir durante una operación y de esta manera generar menos costos a las compañías operadoras.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar el uso del riser de perforación en operaciones costa afuera y realizar recomendaciones generales para la aplicación en el offshore de Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

- Describir los componentes básicos y de operación en el diseño del riser de perforación.

- Analizar las condiciones de manejo del sistema riser para optimizar el rendimiento de las operaciones.
- Describir las características del offshore colombiano.
- Realizar recomendaciones generales para el uso del sistema riser en el offshore colombiano.

2. Generalidades del Sistema Riser

2.1 Definición del Sistema Riser

El sistema riser es un tubo de gran diámetro hecho de acero, aluminio, titanio o materiales compuestos, que va desde la plataforma o unidad de perforación hasta el lecho marino, que se utiliza para llevar a cabo a través de él operaciones de perforación, funcionamiento y colocación de revestimiento, cementación y extracción de muestras a través de la columna de agua de mar para pozos offshore.

El sistema riser proporciona un circuito cerrado para que el lodo de perforación y los recortes regresen a superficie. El tope del riser es sujetado a la plataforma o unidad de perforación, mientras su fondo es asegurado en el lecho marino. Un blowout preventer (BOP) colocado en la base marina entre el pozo y el riser para proveer protección contra las formaciones sobrepresurizadas y las liberaciones repentinas de gas que puedan darse.

El diámetro del riser por lo general hasta 21 pulgadas (53.3 cm aproximadamente) que es lo suficientemente amplio para permitir al drillpipe, logging tools, y múltiples casing strings pasar a través de él.

En la Figura 1 se ilustra el sistema riser de perforación.

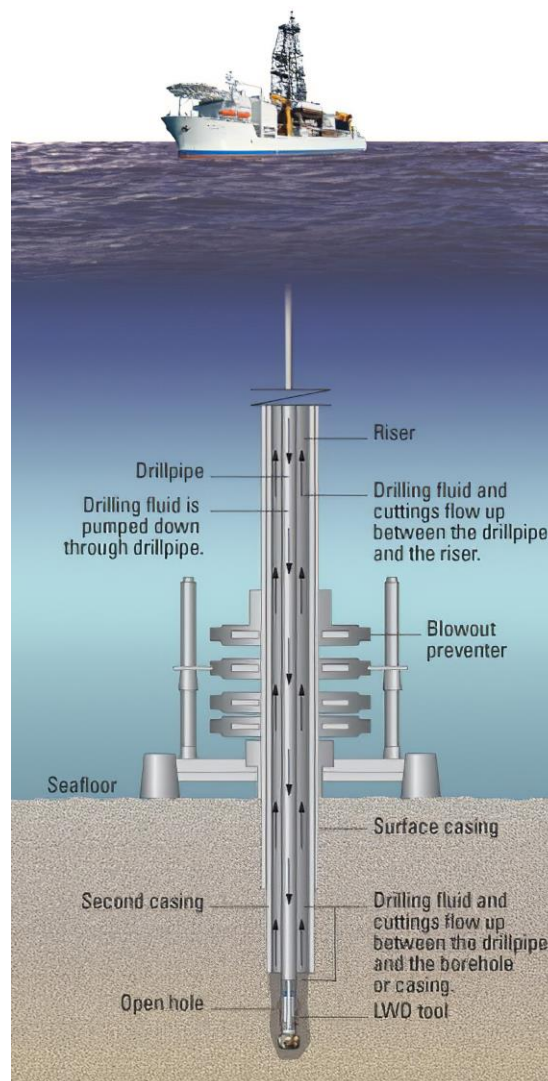


Figura 1. Sistema Riser.

Recuperado de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/drilling-riser-en-pozos-petroleros/>

En la Figura 2 se puede detallar una junta de riser de perforación.

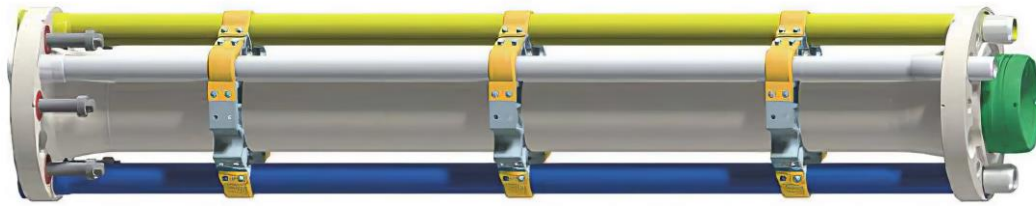


Figura 2. Junta de Riser de Perforación.

Adaptado de Análisis de esfuerzos de riser de perforación (2018). Recuperado de

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/16146/Análisis%20de%20Esfuerzos%20de%20Riser%20de%20Perforación%20C3%B3n.pdf?sequence=1>

2.2 Clasificación del Sistema Riser

Con base a las diferentes operaciones que se realizan con el riser al construir e intervenir los pozos marinos, estos se pueden clasificar de la siguiente forma (ESLAVA Moran Carlos Eder, González Galván Noel, “Análisis Causal de la Problemática en un Riser de Perforación”, Tesis IPN, México, 2008):

2.2.1 Riser de perforación. El riser de perforación es una tubería que va desde el equipo de perforación hasta el conjunto de preventores en el lecho marino, el cual proporciona un conducto para operar la sarta de perforación y demás herramientas.

Es el elemento clave para la perforación marina, su diseño depende de diferentes factores relacionados con las condiciones operacionales y ambientales. Eso incluye tirante de agua, peso del lodo, diámetros de las líneas auxiliares, presiones de trabajo, estado del mar, perfil de las corrientes y el máximo desplazamiento del equipo.

El riser también tiene unidas a su cuerpo líneas de estrangular, matar y auxiliares, las cuales son usadas para las operaciones del conjunto de preventores. Estas líneas corren a lo largo del cuerpo del riser hasta el conjunto de preventores a la altura de la junta flexible inferior.

Los risers de perforación a su vez se subclasifican de la siguiente manera:

I. Riser de perforación de baja presión

El riser de perforación estándar hoy en día es un riser de baja presión, abierto a la presión atmosférica en el extremo superior. Por lo tanto, la presión interna nunca puede exceder eso debido a la densidad del fluido de perforación. Los riser de perforación se componen de varias juntas verticales, típicamente de 15-23 m de largo, un tubo vertical de perforación típico comprende un tubo central de 21 pulgadas de diámetro nominal y está equipado con varias líneas periféricas: líneas de matar y líneas de estrangulación, utilizadas para comunicarse con el pozo y hacer circular el fluido en caso de un brote (patada de gas) para la cual el dispositivo BOP debe cerrarse en el piso marino; una línea de refuerzo, utilizada para inyectar fluido en el extremo inferior del riser y acelerar el flujo para evacuar mejor los recortes de perforación; y una línea hidráulica de pequeño diámetro, utilizada para alimentar el BOP de los fondos marinos. La junta también está equipada con módulos de flotabilidad de espuma sintética para reducir el peso en agua. Los riser de perforación generalmente están equipados con dichos módulos en la parte superior de su longitud. Una longitud corta cerca de la superficie generalmente se deja al descubierto, para reducir las cargas hidrodinámicas en la zona donde las fuerzas de las olas son mayores. La parte inferior del riser también se deja a menudo al descubierto, ya que la densidad (y el costo) de la espuma sintética aumenta con la presión de diseño requerida, por lo tanto, con la profundidad (JIMÉNEZ Meneses Joselyn Josline y OLIVOS Caporal Jovany, 2018, p.47).

Como se muestra en la Figura 3, las líneas periféricas están unidas al tubo principal por varias guías. Estas deben diseñarse cuidadosamente, ya que evitan que las líneas periféricas se pandeen por el efecto de la presión interna. Como sistema de seguridad de respaldo, también es una buena práctica diseñar las líneas para que no puedan salir de su alojamiento al nivel del conector, incluso si la línea se dobla.



Figura 3. Riser de Perforación de Aluminio.

Adaptado de Fundamentals of Marine Riser Mechanics, (2007). Recuperado de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/16146/Analisis%20de%20Esfuerzos%20de%20Riser%20de%20Perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1>

El BOP del lecho marino permite cortar la sarta de perforación y cerrar el pozo en caso de emergencia, y el paquete de la plataforma del riser inferior (LMRP) permite desconectar el riser de perforación. Una junta flexible en la unión entre el riser y el LMRP permite una rotación limitada del riser y evita momentos concentrados. Los pesos del BOP y LMRP dependen de la presión de diseño, pero están en el orden de 100-300 toneladas para el BOP y 50-100 toneladas para el LMRP.

II. Riser de perforación de alta presión

Cuando el BOP se encuentra en la superficie, se requiere un riser de perforación de alta presión, como fue el caso en 1961. Este riser tiene una arquitectura mucho más simple que un riser de baja presión, ya que no requiere matar y estrangular líneas. En el caso de un brote, el BOP se cierra en la superficie, que es inmediatamente accesible en la plataforma de perforación. Por lo tanto, el riser debe diseñarse para soportar la presión total. Sin embargo, existe un riesgo potencial mayor al perforar con una BOP de superficie, a menos que se pueda proporcionar un sistema adecuado de desconexión del lecho marino en caso de una emergencia. Después de 1961 se continuó perforando con un riser de alta presión en aguas poco profundas durante muchos años. Los riser de alta presión con BOP de superficie se han utilizado nuevamente desde la década de 1980 (JIMÉNEZ Meneses Joselyn Josline y OLIVOS Caporal Jovany, 2018, p.47).

También se propuso un riser de alta presión (diámetro pequeño) con BOP de superficie para el Programa de perforación oceánica a principios de la década de 1990, para permitir la perforación científica con circulación de lodo en aguas ultraprofundas. Sin embargo, el proyecto no fue perseguido. Más recientemente, los riser de alta presión con BOP de superficie se han utilizado para perforar una gran cantidad de pozos de semi-sumergibles en condiciones ambientales moderadas.

2.2.2 Riser de terminación e intervención. El riser de terminación e intervención es la tubería que comunica al equipo costa fuera con el pozo; consiste en uno o más conductos que proporcionan un acceso no restringido al pozo, incluye líneas de control hidráulico necesarias para la operación de herramientas de instalación o árboles submarinos.

El riser de terminación e intervención se utiliza de la siguiente manera:

I. Durante las operaciones de terminación del pozo, para instalar y retirar el colgador de la tubería de producción y el árbol submarino, así como complementar el proceso de perforación para poner en producción un pozo.

II. Durante las operaciones de intervención, se utilizan para entrar con línea de acero o tubería flexible hacia los pozos de producción y el espacio anular.

El riser de terminación se integra principalmente por las siguientes herramientas y equipos:

- Herramientas para instalar el colgador de tubería.
- Medios sellantes en el interior del conjunto de preventores para pruebas de presión.
- Uniones intermedias del riser.
- Sistema tensionador.
- Árbol superficial.

El riser de intervención se integra principalmente por las siguientes herramientas y equipos:

- Herramientas para desinstalar/instalar el árbol.
- Preventor para la línea de acero o tubería flexible con el tamaño y configuración requerida para la reentrada vertical.
- Uniones intermedias del riser.
- Sistema tensionador.
- Árbol superficial.

2.2.3 Otra clasificación. También podemos encontrar clasificaciones que dependen de la forma del sistema riser y estos pueden subclasificarse de la siguiente manera: riser adheridos, riser tensionados, riser flexibles, híbridos y SCR (Steel Catenary Riser)

I. Riser Adherido

Plataformas fijas, torres compliant y estructuras de gravedad a menudo tienen risers pegados en la parte exterior de la estructura, se conecta a la línea de flujo en el lecho marino por medio de conexiones.

II. Riser híbrido

El riser híbrido, está compuesto de una sección vertical anclado en el lecho marino, llegan a alcanzar hasta 150 m arriba del lecho marino, en la parte superior se conecta con una línea flexible hasta llegar a la superficie.

En la Figura 4 se ilustra la configuración de un riser híbrido.

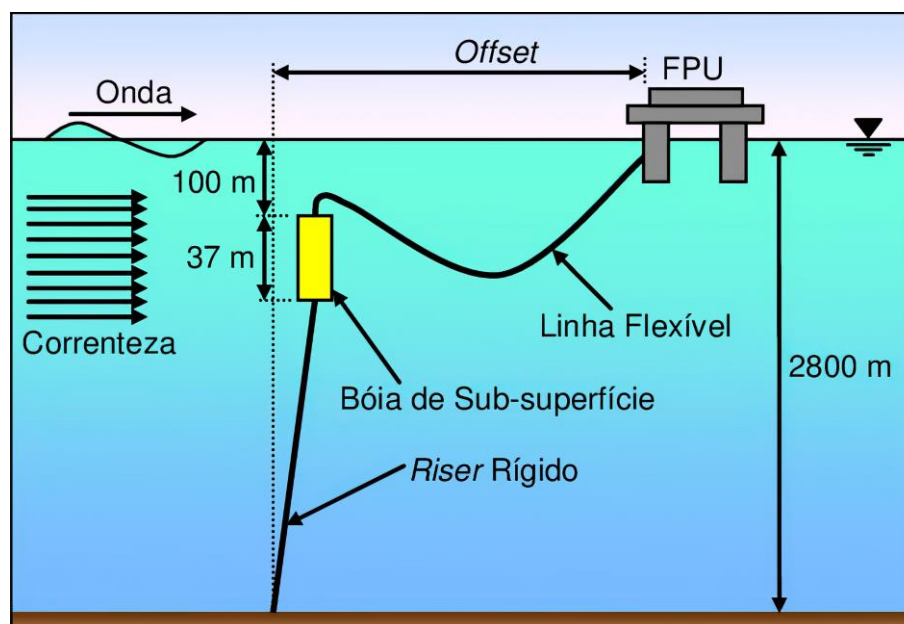


Figura 4. Riser Híbrido.

Adaptado de Propuesta de un sistema de producción con instalaciones submarinas, 2010.

Recuperado de

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3890/ramirezplaton.pdf?sequence=1>

III. Riser Flexible

Son más apropiados para sistemas flotantes que tienen movimientos horizontales y verticales, ya que tienen características flexibles, lo que les permite cierta curvatura.

En la Figura 5 se pueden ver las diferentes configuraciones del riser flexible.

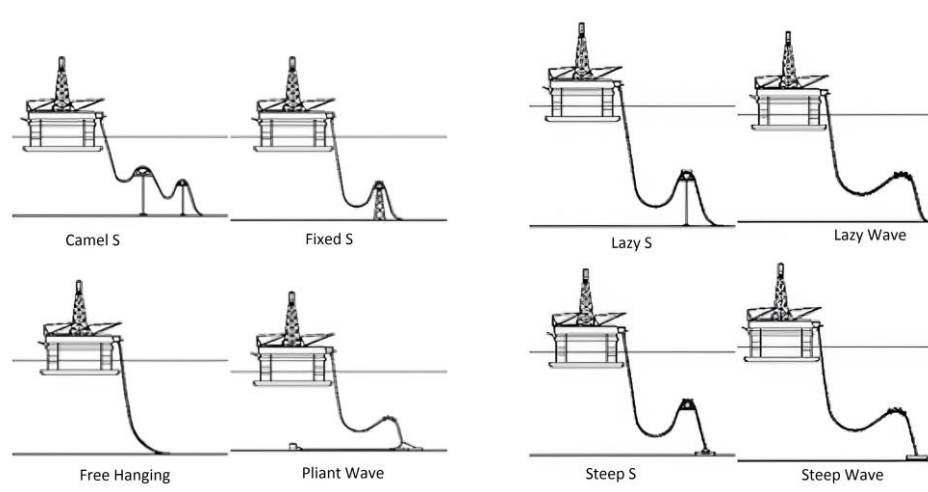


Figura 5. Diferentes Configuraciones del Riser Flexible.

Adaptado de Propuesta de un sistema de producción con instalaciones submarinas, 2010.

Recuperado de

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3890/ramirezplaton.pdf?sequence=1>

IV. SCR (Steel Catenary Riser)

Se usan en plataformas flotantes de producción en aguas profundas, pueden ser instalados por tramos de una determinada longitud, toleran cierta cantidad de movimiento de la plataforma de producción. Su nombre viene de la curva formada por un cordón flexible, o cadena de densidad uniforme que se sujeta entre dos puntos al mismo nivel y que cumple con la siguiente fórmula.

En la Figura 6 se puede apreciar la forma de una catenaria.

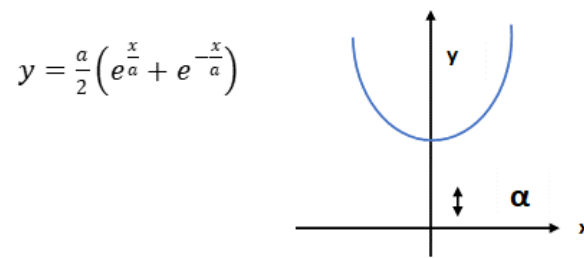


Figura 6. Forma de una Catenaria.

Adaptado de Propuesta de un sistema de producción con instalaciones submarinas, 2010.

Recuperado de

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3890/ramirezplaton.pdf?sequence=1>

V. Riser tensionados desde cubierta

Este riser se fija en el lecho marino y se tensiona desde cubierta, este tipo de riser permite movimientos laterales del TLP ó SPAR por medio de un compensador de movimiento

2.3 Historia

A continuación, se da una breve reseña histórica que nos ha llevado a sus mejoras tal y como hoy se conoce.

Un problema técnico importante para los primeros diseñadores del equipo de perforación costafuera era plantear un método para proporcionar un sistema de circuito cerrado del lodo entre el pozo en el lecho marino y el equipo de perforación en la superficie.

En 1946, “Union Oil Co.” de California (Unocal) y “Continental Oil Co.” (Conoco) formaron en conjunto una empresa para obtener núcleos con equipos flotantes, siendo con esto uno de los primeros pioneros en incursionar en la perforación costafuera.

En 1948, “Unocal” archivó la patente de una técnica con el uso del riser marino cuyo fin era proporcionar un conducto para la tubería de perforación y un conducto de retorno para el lodo y los recortes.

En 1953, “Unocal” y “Conoco” habían sido comprados por “Superior Oil Co.” y “Shell Oil Co.” en una organización llamada grupo “CUSS”.

El grupo “CUSS” instaló un equipo en una pequeña base de casco antiguo de madera de la ex-marina, el Submarex, y perforó con éxito pozos a profundidades de 800m (2700pies) en la costa de California. En aquella época, la circulación de retorno fue proporcionada por mangueras conectadas a una cabeza de circulación sellada alrededor de la tubería de perforación en el lecho marino.

En 1957, el grupo “CUSS”, usando el equipo “CUSS I Offshore California”, y “Offshore Co.”, usando el equipo “D-1 Offshore Trinidad”, operaron con éxito un verdadero riser marino. Ambos diseños incorporaron una junta telescópica en la parte superior para acomodar el movimiento del equipo.

Su mejoramiento fue proporcionado en 1963 cuando “Offshore Co.” agregó líneas de control y líneas de estrangular y matar a la configuración básica del riser.

En 1970, mejoras posteriores implicaron la posibilidad de sujetar secciones individuales del riser. El líder en el desarrollo de estas mejoras con uniones se le atribuye a “Regan Forge” y “Engineering Co.”.

Actualmente se pueden disponer de varias tecnologías diseñadas por varias compañías, que, en ocasiones, a falta de una estandarización, varían los nombres de las herramientas o procedimientos, pero cuyo fin es el mismo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.7,8)

2.4 Perforación Costa Fuera

El presente capítulo contiene la descripción de las etapas de perforación de un pozo petrolero costa fuera en aguas profundas y ultra profundas, la caracterización del equipo y los sistemas de perforación, así como un análisis de la evolución y estado actual de la tecnología, finalmente se muestra una comparación entre las ventajas y desventajas de los diferentes sistemas flotantes.

(MAYORGA Ribero Karina Andrea y ROJAS Santos Héctor, 2018, p.37)

2.4.1 Unidades de perforación

2.4.1.1 Estructuras marinas. Esencialmente en función de la configuración geométrica y estructural, las estructuras marinas pueden ser clasificadas como se muestra en la Figura 7.

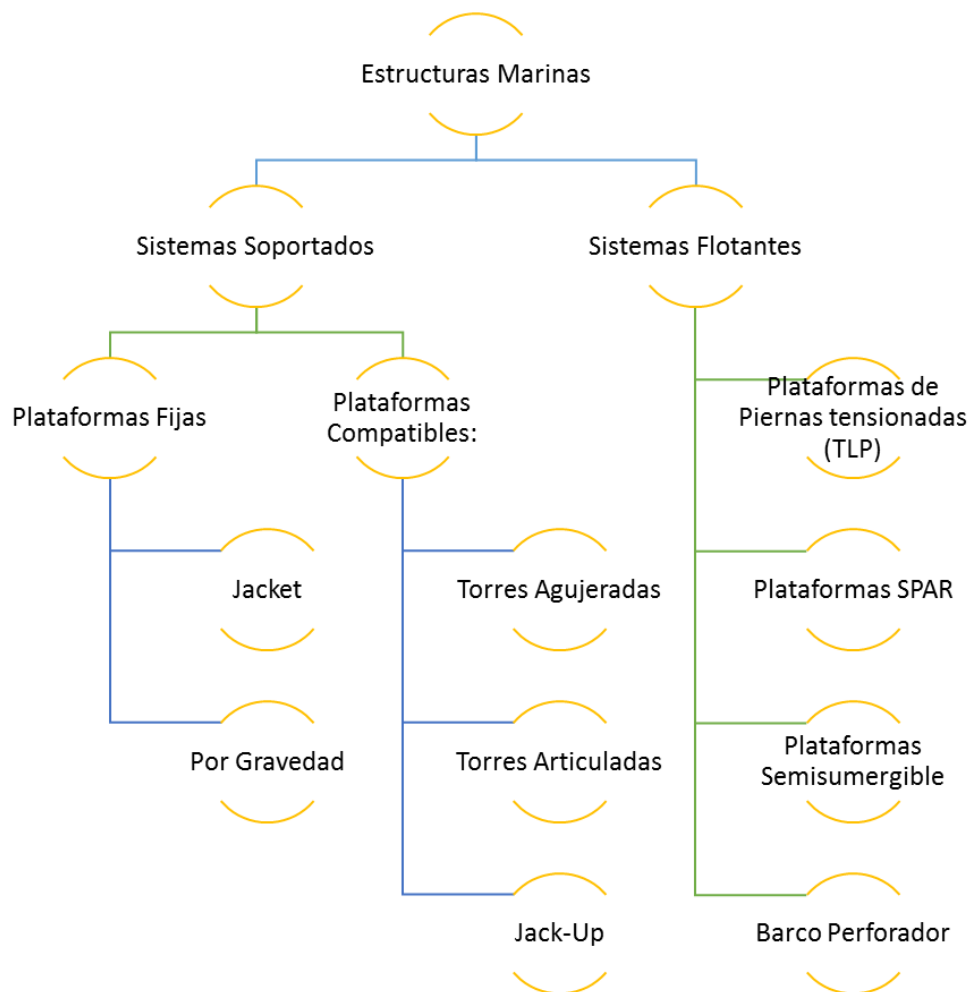


Figura 7. Clasificación de las Estructuras Marinas.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

2.4.1.1.1 Sistemas soportados en el fondo marino (Bottom-Supported). En este tipo de plataformas un sistema integrado permite mantener soportadas las estructuras al lecho marino. Desde el punto de vista técnico es factible el uso de este tipo de plataformas en aguas poco profundas, debido a que la profundidad de asentamiento al fondo marino es una limitante fuerte que adicionalmente incide de forma directa en el costo de la estructura. La base que soporta las estructuras, uniendo la cubierta con el fondo marino, puede ser de cemento o acero; es enterrada y fijada en el suelo marino y diseñada para soportar los eventos oceánicos, que, por su ubicación en aguas especialmente someras, no suelen representar mayor peligro para la integridad de la estructura. La ubicación de estos tipos de sistemas se hace de acuerdo con estudios previos del comportamiento de las variables metoceanicas y climatológicas, así como de la evaluación del yacimiento a fin de garantizar la construcción de un pozo con una vida productiva muy duradera. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.38)

2.4.1.1.1.1 Plataformas tipo Jacket. En la Figura 8, se observa el esquema de una plataforma tipo Jacket, la cual consta básicamente de tres partes fundamentales: Las bases o pilas que se encargan de mantener permanentemente anclada la estructura al lecho marino, dándole el soporte suficiente para resistir los movimientos laterales y verticales que puedan generarse. El marco, es el espacio tubular soldado redundantemente que se extiende desde una elevación en o cerca del fondo del mar hasta la superficie del agua. Está diseñado para servir como el principal elemento estructural de la plataforma, capaz de transmitir las fuerzas laterales y verticales a la base. Finalmente, una super estructura que proporciona el espacio suficiente en cubierta para

soportar cargas operacionales y de otros tipos necesarias para apoyar todas las actividades requeridas. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.39)

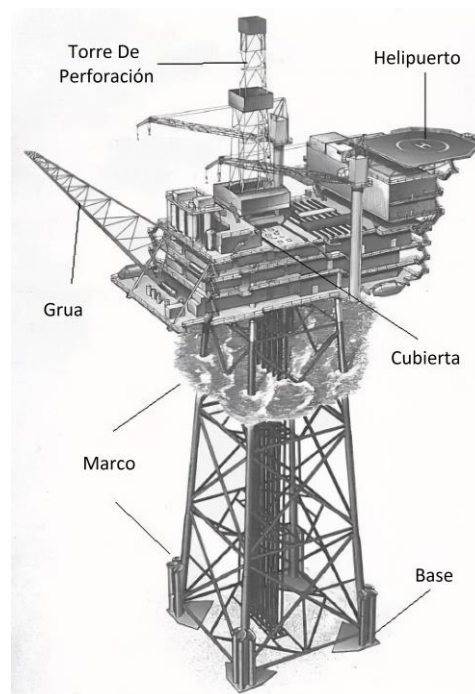


Figura 8. Plataforma Tipo Jacket.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Debido a que las plataformas tipo Jacket son fijadas de forma permanente en el suelo marino, éstas mismas son utilizadas durante la etapa de explotación, por tanto en ocasiones la cubierta no puede garantizar el espacio suficiente para la instalación de las facilidades de producción requeridas, así como el alojamiento del personal y el almacenamiento de los productos e insumos necesarios; en solución a lo anterior, suele construirse complejos de plataformas, tal como se muestra en la Figura 9. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.41)

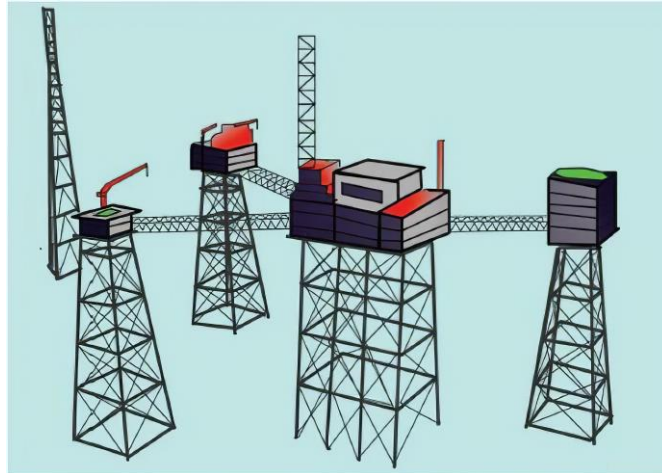


Figura 9. Complejo de Plataforma tipo Jacket.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

2.4.1.1.1.2 *Plataformas por gravedad.* Las plataformas por gravedad conocidas como GBS del inglés (Gravity Based Structures) están soportadas por bases de concreto en el suelo marino, a diferencia de las plataformas tipo Jacket, las plataformas por gravedad dependen del peso de la estructura y no de la base para soportar las cargas ambientales.

En la Figura 10, se presenta una plataforma por gravedad, en donde se pueden identificar las grandes columnas que la soportan y fijan al lecho marino, los cuales están contruidos de cemento y acero. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.43)

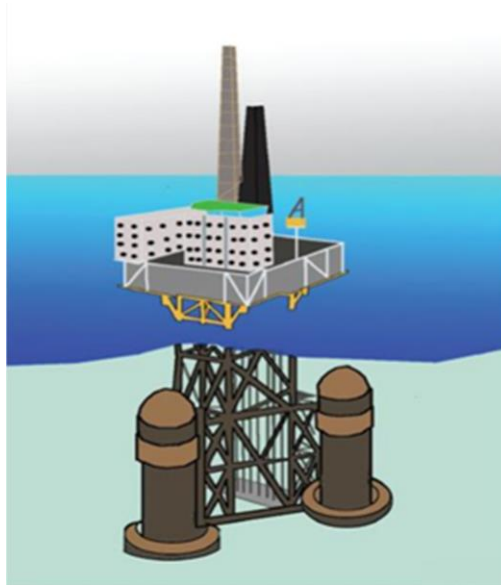


Figura 10. Plataforma por Gravedad (GBS).

Adaptado de Chandrashekarán 2016, 9 p. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Estas estructuras cuentan con elementos diseñados para contribuir al peso requerido para garantizar la estabilidad de la plataforma y evitar el volcamiento a causa de las cargas laterales a las que se enfrenta. Entre las principales ventajas que ofrecen éste tipo de plataformas esta que provee un espacio de almacenamiento adicional para hidrocarburos, la construcción se realiza en tierra y es remolcada hasta el sitio de instalación donde es inundada para ubicarla en la posición adecuada; sin embargo, presenta ciertas limitaciones cómo lo es el hecho de ser inadecuadas para sitios con condiciones pobres de suelo, su construcción requiere de largos periodos de tiempo, lo que puede retrasar los proyectos de exploración y explotación, y adicionalmente, requiere de profundos puertos y canales para poder ser remolcadas.

2.4.1.1.1.3 *Plataformas tipo torres atadas*. Son estructuras delgadas con elementos de refuerzo que se apoyan en el fondo oceánico y que se mantienen ancladas por medio de un sistema de líneas que se ubican de manera simétrica alrededor de la estructura. La Figura 11, muestra el esquema de las plataformas tipo Torre Atadas.

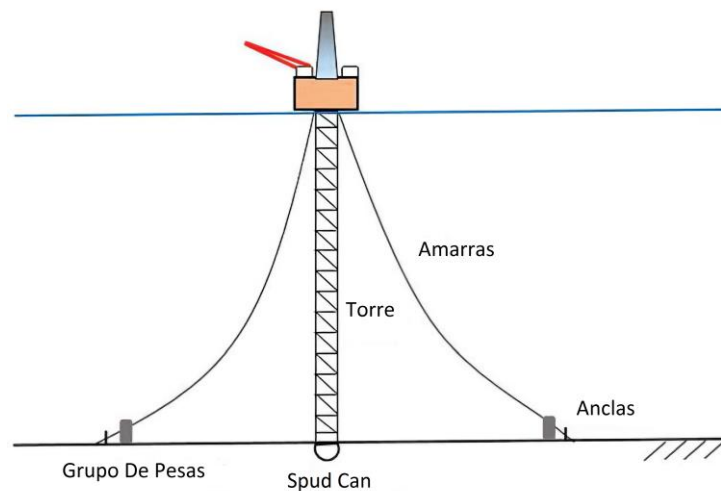


Figura 11. Plataforma tipo Torre Atadas.

Adaptado de Chandrashekarán 2016, 10 p. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Este tipo de plataformas cuenta con un sistema denominado Spud can, el cual tiene una geometría similar a un cono invertido y es el encargado de soportar la estructura sobre el lecho marino.

En la parte superior de las líneas un cable de plomo actúa como un resorte rígido en mares moderados, mientras en la parte inferior una cadena pesada se encuentra unida a un juego de pesas. En condiciones normales de operación las pesas permanecen en la parte inferior y el movimiento de la torre es prácticamente insignificante, sin embargo, durante las fuertes

tormentas, donde los niveles de marea y oleaje aumentan, las pesas se levantan del fondo suavizando el sistema al permitir que la torre absorba las grandes cargas producto de las olas.

El diseño estructural de este tipo de plataformas presenta ciertas ventajas entre las que se encuentra la reducción del costo de fabricación (comparado con las plataformas Jacket), muy buena estabilidad debida a que el conjunto de líneas con el juego de pesas aumenta las fuerzas de restauración y finalmente, la plataforma puede ser trasladada y reutilizada en otras locaciones. Por su parte, algunas desventajas limitan su uso principalmente por los altos costos en su mantenimiento, sumado a que su aplicabilidad está relacionada a pequeños campos y el aumento exponencial del costo con la profundidad del agua. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.47)

2.4.1.1.1.4 Plataformas tipo torres articulada. Son estructuras que tienen en su base una porción de cimiento por gravedad (similar al de una plataforma GBS) en el fondo del océano, una torre que se extiende hacia arriba desde la base y la cubierta que es asentada en la torre a una cierta distancia sobre la superficie del espejo de agua.

La Figura 12 muestra el esquema de una plataforma tipo torre articulada, donde se indica las tres principales secciones que la componen.

La base que mantiene la plataforma sobre el lecho marino está construida a partir de un armazón de cemento que aporta el peso suficiente para proveer la estabilidad vertical a la estructura.

En aguas someras la torre se asegura a la base mediante una junta articulada que permite que la torre y la plataforma se sometan a un pivotamiento limitado alrededor de la base, generado en respuesta a las fuerzas impuestas sobre la estructura por el viento, las olas y las corrientes oceánicas. El pivotamiento de la torre es controlado por un conjunto de miembros tensionadores,

preferentemente cables, que se aseguran entre la base y la cubierta. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.48)

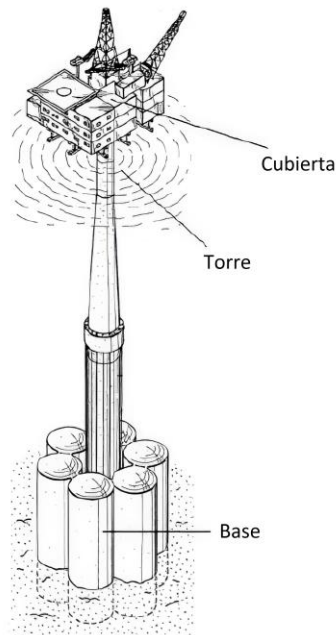


Figura 12. Plataforma tipo Torre Articulada.

Adaptado de Davenport, George 1987. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Las torres articuladas surgen de la necesidad de proveer a las estructuras diseñadas hasta ese momento (fijas y ancladas) modos de movimiento rotacional y traslacional. En un principio, fueron diseñadas para aguas someras y poco profundas, sin embargo, fueron desplazándose lentamente a aguas más profundas.

En aguas profundas es conveniente introducir una torre con doble articulación, donde la segunda junta se ubica a la mitad de la profundidad (Nagamani y Ganapathy, 2000). En la Figura 13, se presenta el esquema estructural de la torre para aguas profundas.

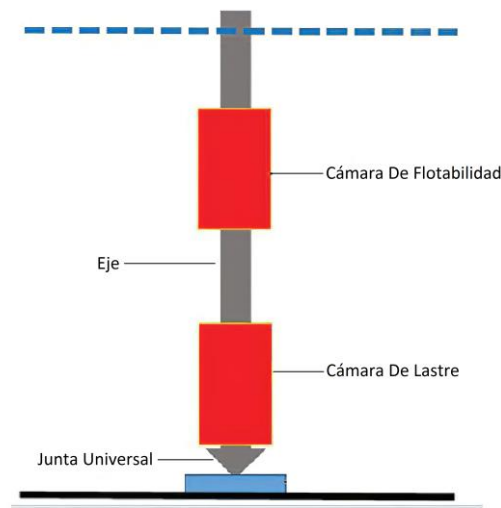


Figura 13. Esquema Torre con Doble Articulación.

Adaptado de Chandrashekarán 2016, 12 p. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Para este tipo de torres, la fatiga es un parámetro clave de diseño, puesto que el punto de mínimo fracaso de acuerdo con la geometría de la estructura está ubicado en las juntas, lo cual hace vulnerable el diseño a las altas cargas que debe soportar la torre especialmente en aguas profundas.

Entre las ventajas de las torres articuladas se encuentra que su fabricación es de bajo costo, posee grandes momentos de restauración debido al alto centro de flotabilidad y genera una protección adicional al riser.

Respecto a las desventajas, se puede notar que son sistemas con preferencia para aguas someras y poco profundas debido a que las oscilaciones de la torre aumentan con la profundidad del tirante del agua, su uso es limitado para pequeños campos y cómo se mencionó, la junta es un punto crítico para el diseño por fatiga de la estructura. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.50)

2.4.1.1.1.5 *Plataformas MODU*. Es un tipo de plataforma usada para la perforación y reparación de pozos en aguas poco profundas. Se compone básicamente de tres o cuatro patas que sostienen la plataforma, el mástil y la heliplataforma, tal como se muestra en el siguiente esquema.

La cubierta tiene la capacidad de posicionarse a la elevación requerida, en ella se porta el equipo necesario para la ejecución de las operaciones a desarrollar y es soportada por las columnas o patas que son generalmente de geometría triangular.

Entre las características a resaltar, está el hecho que la torre de perforación está ubicada en una plataforma sobresaliente móvil, lo que permite el acercamiento de esta a los pozos de plataformas fijas para intervenirlos. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.50)

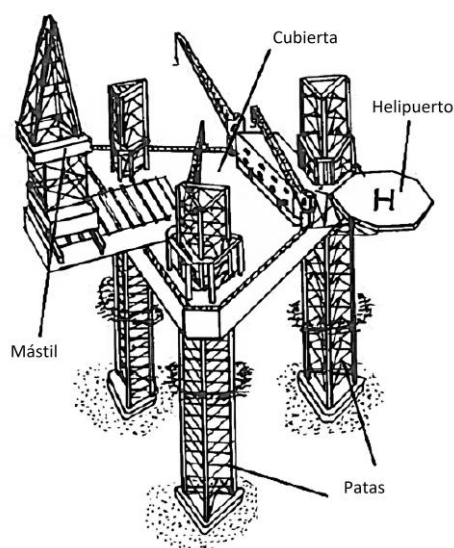


Figura 14. Plataforma MODU.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Las MODU tienen la capacidad de moverse de una locación a otra, ya sea por medio de autopropulsión o remolcadas, así, la perforación es su principal uso, tanto para pozos exploratorios como de desarrollo.

Al llegar a la ubicación de la perforación las patas de la unidad son bajadas hasta alcanzar el lecho marino, una vez logrado esto, se continúa con el movimiento de las bases hacia abajo activando de esta manera el mecanismo de elevación. Las bases de la estructura logran cierta penetración, como puede verse en la vista frontal del esquema de una MODU. Seguidamente, la cubierta es elevada lentamente hasta una determinada altura por encima del nivel del agua, de modo que las cargas producto del oleaje, las mareas y las corrientes actúan sobre las bases y no sobre la cubierta y el equipo de perforación. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.52)

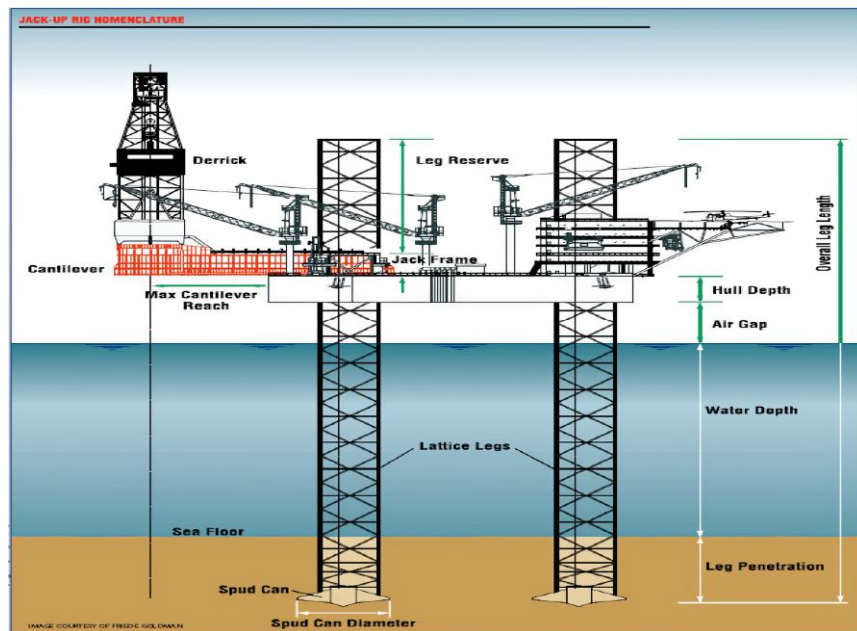


Figura 15. Vista Frontal MODU.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>



Figura 16. Distribución de MODU en el Mundo.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

2.4.1.1.2 Sistemas flotantes. Se denomina sistema flotante a aquellas plataformas que no requieren estar soportadas por algún tipo de estructura sobre el lecho marino; es decir, tienen la capacidad de permanecer sobre un cuerpo de agua debido a un mecanismo de flotabilidad.

Las unidades flotantes incluyen las plataformas de bases tensionadas, las plataformas semisumergibles, tipo SPAR y los barcos perforadores. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.54)

2.4.1.1.2.1 Plataformas de bases tensionadas (TLP). Más conocidas como TLP (Tension Leg Plattform) por sus iniciales en inglés las plataformas de bases tensionadas consisten en una estructura flotante sujeta por tendones verticales, los cuales están conectados por medio de pilotes a los cimientos en el lecho marino, mitigando de esta forma el movimiento vertical de la plataforma, pero permitiéndole cierto grado de libertad de movimiento en el eje horizontal.

La Figura 17 presenta un esquema de una TLP, donde puede apreciarse los componentes esenciales de ésta: Los pilotes, tendones o guayas, casco de flotación y cubierta entre otros. La

cubierta de las TLP's suele estar compuesta de uno o dos niveles, son construidas por aparte del casco de flotación y unidas con éste posteriormente. Proporciona la superficie necesaria para almacenar y operar los equipos requeridos durante las operaciones.

El casco de flotación, por su parte, proporciona el soporte para la cubierta y los equipos de perforación y producción allí contenidos. El diseño normal del casco de flotación cuenta con cuatro columnas llenas de aire que forman un cuadrado, capaz de compensar el peso de la plataforma y adicionarle un exceso de flotabilidad, el cual es usado para proveer la tensión de los tendones. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.55)

Los tendones son contruidos típicamente a partir de tubos de acero de gran diámetro, van desde 250 a 750 milímetros, o a partir de cables de 125 milímetros de diámetro. Son los encargados de soportar las fuerzas de tensión generadas en la vertical, ya que conectan los pilotes cimentados en el lecho marino con la superestructura flotante, por tanto, siempre que los tendones permanezcan tensos, la plataforma podrá resistir el movimiento inducido por ondas verticales. (ANGUS MATHER, OFFSHORE ENGINEERING. 2000. Chap. 1, part. 1., p.6)

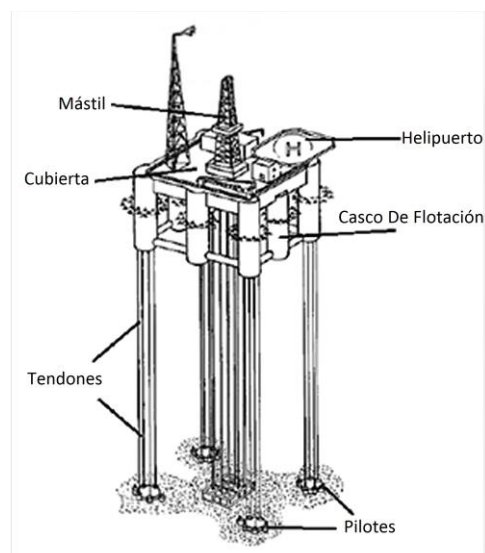


Figura 17. Unidad TLP.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Las ventajas que muestran las TLP son la movilidad, estabilidad particularmente en la vertical, aumento del costo con la profundidad es bajo, capacidad para operar en aguas profundas y bajo costo de mantenimiento.

En cuanto a las desventajas, puede mencionarse que el costo inicial de la unidad es alto, los tendones tensionadores presentan alta fatiga y es difícil su mantenimiento y finalmente el almacenamiento es reducido o casi nulo en algunos casos. (MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor, 2018, p.57)

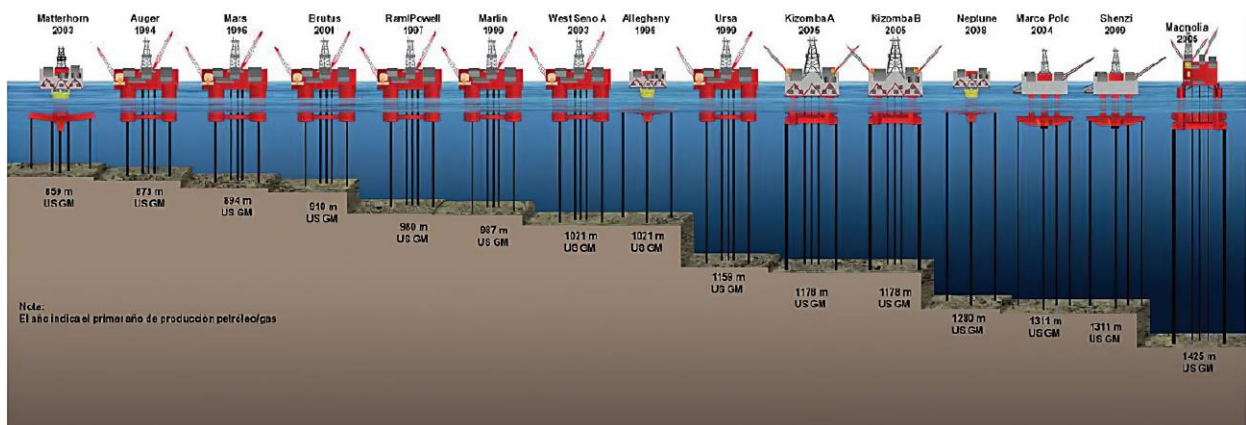


Figura 18. Evolución Unidades TLP.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

2.4.1.1.2.2 Plataforma tipo SPAR. Consiste en una estructura cilíndrica vertical flotante, construida en acero, de diámetro amplio y anclado en el fondo del mar por un sistema de cables tensados.

La suspensión en el agua está garantizada por los tanques de flotación que permiten sólo unos pequeños movimientos verticales, provocados por las olas.

Los principales componentes de las SPAR son el casco, amarres, estructura superior y contrahuellas. Algunas características sobresalientes que genera ciertas ventajas en estas plataformas son la capacidad de operar en aguas ultra profundas tanto en perforación como en producción, estabilidad inherente porque el centro de flotabilidad está ubicado en el centro de gravedad, capacidad de almacenamiento de petróleo para el caso de producción, baja oscilación y movimientos de inclinación y facilidad de fabricación.

Entre sus pocas desventajas está la dificultad de instalación porque el casco y la parte superior sólo pueden ser combinadas en aguas profundas y las instalaciones de perforación son reducidas. (MAYORGA Ribero Karina Andrea y ROJAS Santos Héctor, 2018, p.59)

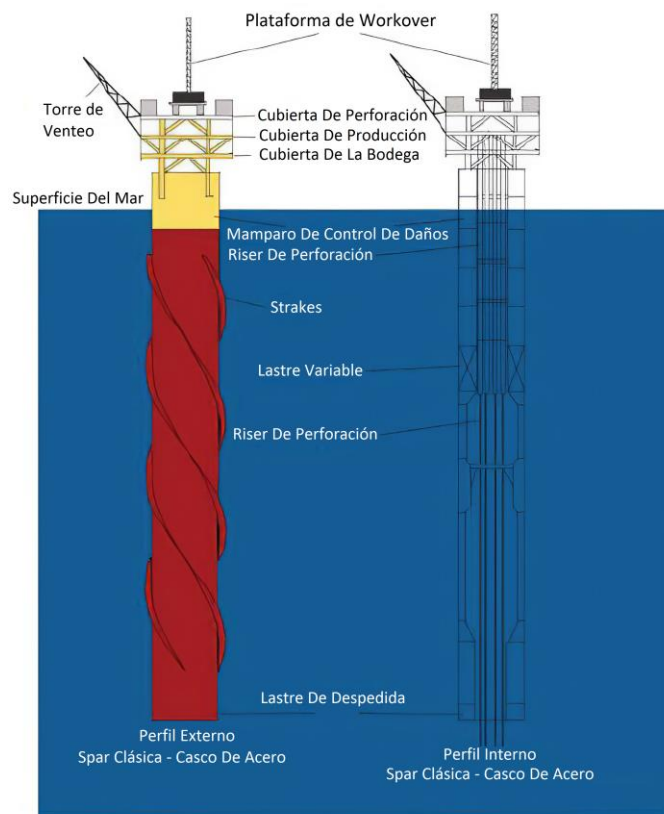


Figura 19. Plataforma tipo SPAR.

Adaptado de Chandrashekarán 2016, 17 p. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Una plataforma tipo Spar es un sistema flexible en la dirección del oleaje, lo cual permite disipar la energía transmitida por los efectos del mar y reduce los requisitos estructurales con el fin de mantener la plataforma sobre la ubicación de trabajo.

La primera Spar de producción del mundo fue la Spar Neptune instalada en 1996 por la compañía Oryx Energy (ahora Kerr-McGee) y CNG. La Spar Neptune tiene un casco de 215 metros (705 pies) de largo con un diámetro de 22 metros (72 pies). El sistema de amarre consiste en 6 líneas de cuerda de cable y cadena.

En la actualidad, las plataformas tipo Spar tienen la capacidad de operar en pozos de aguas profundas y ultra profundas, limitando su capacidad a los 3000 metros de profundidad del tirante de agua. Cabe mencionar que gran parte de las plataformas de este tipo construidas en el mundo operan en el Golfo de México, por tanto, en la Figura 20 se muestra la evolución de la plataforma Spar en el Golfo, desde el año de 1996 hasta el año 2009, indicando adicionalmente el nombre respectivo de cada plataforma, así como el año en que inició la producción y la profundidad medida desde el espejo de agua hasta el lecho marino. (RODRIGUEZ, María. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009, p.45.)

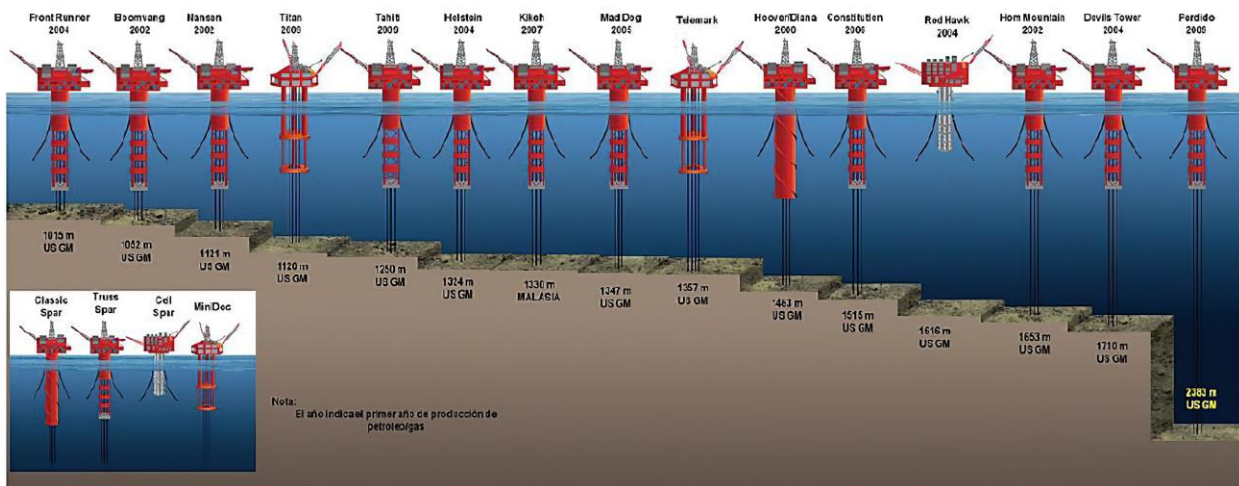


Figura 20. Evolución Plataformas tipo SPAR.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

2.4.1.1.2.3 Plataforma semisumergible. Las plataformas semisumergibles son sistemas flotantes que consisten básicamente en dos cascos colocados uno arriba del otro. El casco superior denominado cubierta, provee del espacio y equipos necesarios para el desarrollo de las operaciones, mientras el casco inferior es el encargado de soportar y asegurar la flotabilidad de la estructura. La Figura 21 muestra el esquema de una plataforma Semisumergible con sus principales componentes. (MAYORGA Ribero Karina Andrea y ROJAS Santos Héctor, 2018, p.63)

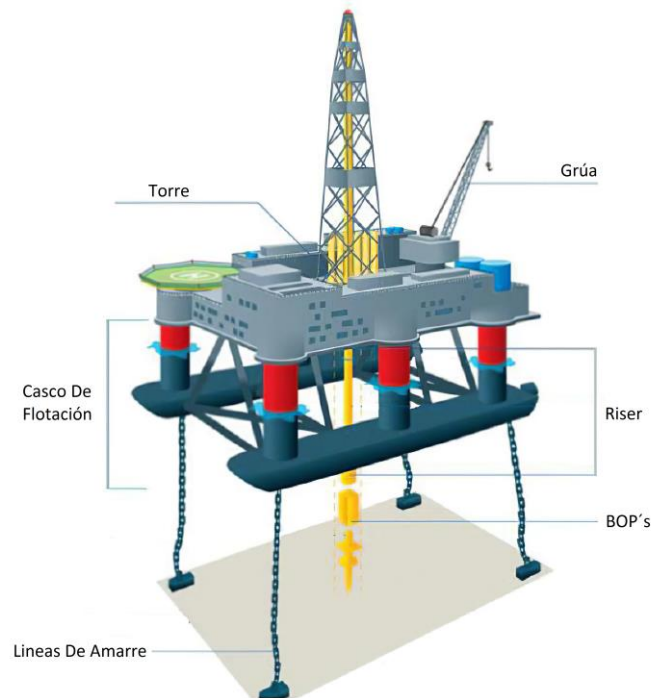


Figura 21. Plataforma Semisumergible.

Adaptado de JOSÉ JOSÉ, Diana Minerva.

Perforación en Aguas Profundas. [pptx]. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

En cubierta, la plataforma Semisumergible suele contener además del equipo de perforación, el helipuerto, la grúa, los patios de trabajo y los tanques de almacenamiento, las habitaciones de la tripulación, este espacio se le conoce como TOP SIDE. En algunos casos, el hospedaje y demás servicios de tripulación son atendidos en unidades de apoyo a la plataforma.

El casco de flotación lo conforman grandes columnas verticales que conectan la cubierta con columnas horizontales denominadas pontones, los cuales son prismas con sección rectangular de acero, largos y huecos. Cuando la plataforma es trasladada, los pontones están llenos con aire para que el equipo tenga mayor flotación y pueda desplazarse más fácilmente sobre la superficie del mar. Al colocar la plataforma en la ubicación para perforar el pozo, el aire se deja salir del

casco inferior y es parcialmente reemplazado por agua, sumergiendo la estructura de acuerdo con las condiciones requeridas.

Una plataforma Semisumergible sufre movimientos debido a la acción de la fuerza hidrodinámica de la corriente de empuje, olas, corrientes marinas y vientos, lo que puede dañar los equipos necesarios para construir el pozo. Por ello, es imprescindible que la plataforma permanezca en posición sobre la superficie del mar, dentro de un círculo con radio de tolerancia determinado por los equipos que se encuentran por debajo de ésta. Los sistemas responsables de la posición de la unidad flotante son dos; el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico.

Las plataformas semisumergibles evolucionaron a partir de las unidades sumergibles, principalmente en función de dos factores: La profundidad del tirante de agua que pueden alcanzar las unidades y los movimientos generados por los elementos metoceanicos.

La primera plataforma Semisumergible fue la plataforma Blue Water 1, la cual fue una adaptación de un equipo sumergible que fue llevado a aplicaciones de mayor profundidad. En la Figura 22, se presenta la evolución de las plataformas semisumergibles de acuerdo con la capacidad de operar a mayores profundidades de tirante de agua, se muestra el nombre de la unidad, la ubicación y profundidad en que opera, entre otra información.

Actualmente, las plataformas Semisumergibles se diseñan para operar bajo condiciones severas de estados de mar con fuertes oleajes, vientos y corrientes marinas, y cada vez con objetivos en aguas más profundas. En la evolución de este tipo de plataformas se ha establecido una serie de generaciones, que inician desde la primera generación y llegan hasta la sexta en la actualidad, con capacidad de perforar pozos con láminas de agua superior a los 3000 metros de profundidad. (MAYORGA Ribero Karina Andrea y ROJAS Santos Héctor, 2018, p.65)

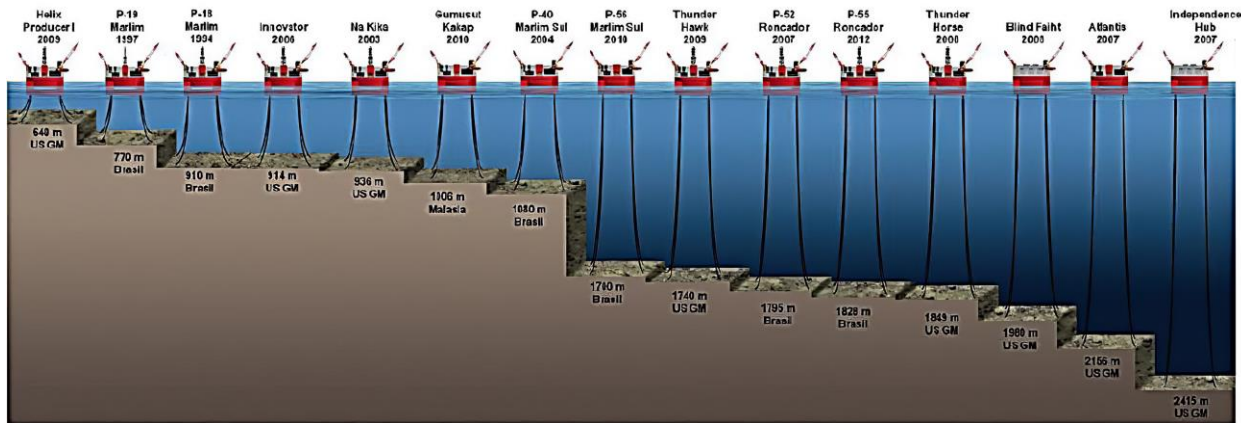


Figura 22. Evolución Plataformas Semisumergibles.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

La primera generación de semisumergibles no tuvo mayores modificaciones respecto a las plataformas sumergibles, sólo fue modificado su sistema de anclaje y se optó por cambiar los preventores de un arreglo a bordo de la plataforma a un arreglo submarino. Su estructura era compleja y muchas veces contaba con más de 20 columnas, las cuales eran de mantenimiento difícil y costoso. Esta generación tenía una capacidad de carga de 500 a 1,000 toneladas, lo cual restringía el reabastecimiento de materiales que debía ser continuo para evitar el paro de actividades.

La segunda generación produjo un mayor número de unidades construidas. Además del mayor intercambio tecnológico existente, esta generación fue estimulada por la competencia que representaban los buques de perforación. Era evidente que se requería de una mayor y mejor movilidad y de la optimización en el arreglo de los pontones, lo cual evidenció que dos pontones eran suficientes, por lo que requeriría un sistema estructural diferente. Esto se convirtió en la característica principal de la segunda generación.

Debido a los errores mostrados en las plataformas de segunda generación, errores convertidos en tragedias como la volcadura de la plataforma “Alexander Kielland” en el Mar del Norte, se revelaron una serie de defectos en su diseño que trajo un aumento tanto en regulaciones como en los costos de desarrollo.

A pesar de lo anterior, la tercera generación mantuvo como características principales los pontones gemelos, el uso de una estructura tipo casco, tirantes de anclaje bien diseñados y en general los estándares del diseño de una Semisumergible, así como un aumento en su tamaño y en la capacidad de carga abordo.

La cuarta generación, desde un punto de vista estructural, cuenta en su diseño con una superestructura de casco que omite los tirantes, a excepción de los horizontales entre columnas, esto mejora su estabilidad en ambientes climáticos más hostiles. Tiene una capacidad de carga que va de las 4500 - 7000 toneladas y operan en tirantes de agua de hasta 3050 m.

Entre las generaciones quinta y sexta la diferencia no es tan notable, dado que las características de cada una de ellas son similares en cuanto a los tirantes de agua que logran alcanzar. Las diferencias tangibles se reflejan en las dimensiones en las cubiertas y las capacidades de carga que cada una puede soportar, donde la sexta generación soporta cerca de las 10,000 toneladas a diferencia de las de quinta generación que varían entre 5,000 y 8,000 toneladas, un ejemplo de esta última es la plataforma Leiv Eriksson. Además de lo anterior, lo que las diferencias de las cuatro generaciones anteriores, es que éstas cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico que sustituye al anclaje que era utilizado con anterioridad y logra controlar con mejoras notables los movimientos ocasionados por los factores metoceánicos. (MEDINA, Juan. Universidad Nacional Autónoma de México. 2014, p.25)

Tabla 1*Generaciones de las Plataformas Semisumergibles*

Generación	Tirante de Agua		Periodo de construcción
	(Pies)	(Metros)	
1	300-600	91.5-183	1971
2	600-1200	183-610	1971-1980
3	1500-5000	457.5-1525	1980-1984
4	3500-5000	1068-1525	1984-1998
5	5000-10000	1525-3048	1998-2005
6	5000-12000	1525-3659	2005-actualidad

Nota: Datos tomados de Childers 2003.

2.4.1.1.2.4 *Barco perforador.* Un barco de perforación más conocido en inglés como drillship, es un buque marítimo que ha sido modificado y provisto de un equipo de perforación, cuenta también con un sistema de posicionamiento que le permite estar en un radio seguro sobre el pozo.

Este tipo de embarcaciones es capaz de operar en aguas ultra profundas y generalmente puede soportar mayores cargas que las plataformas semisumergibles.

La forma de barco le da a la unidad un diseño con mayor movilidad que cualquier otro MODU, además puede moverse rápidamente por propulsión propia.

Los barcos de perforación están constituidos esencialmente del casco de flotación y la cubierta. En algunos casos, cuando los barcos son usados también para la explotación de hidrocarburos reciben el nombre de FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Un FPSO, cuenta además con tanques de almacenamientos, equipos de procesamiento y facilidades

de producción. En la figura 23, se muestra el esquema de un FPSO, donde se puede observar la disposición de facilidades en cubierta.

Todos los barcos de perforación tienen una zona llamada moon pool, que es una apertura en el casco, que dependiendo de la operación permite comunicar los equipos desde la cubierta hasta el fondo marino, así como el descenso de buzos y ROV's. (SPEIGHT, James. Handbook of Offshore Oil and Gas Operations. 2015, p.74.)

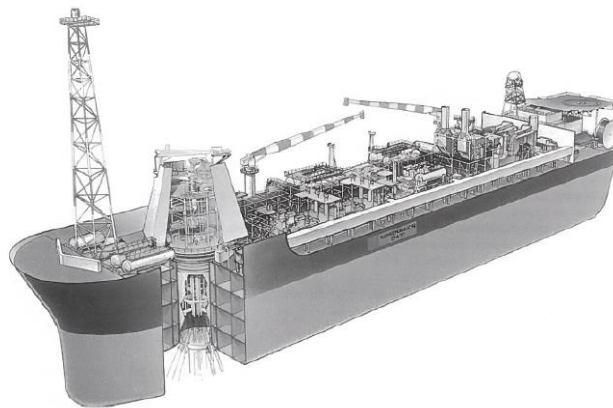


Figura 23. Esquema Barco de Perforación.

Adaptado de Angus Mather, 2000. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

Los FPSO's fueron inicialmente utilizados en los años 70's para producciones pequeñas en campos remotos donde la instalación tanto de los ductos submarinos como de las plataformas fijas no resultaba económicamente factible. Los primeros FPSO's tenían un sistema de líneas de amarre distribuido alrededor de su casco de flotación, por lo cual estuvieron restringidos para su uso en sitios con ambientes marinos agresivos. Por causa de esto fue introducido en 1986 el sistema de amarre en un solo punto, conectando el conjunto de líneas de amarre a una torreta alojada en el casco de flotación, lo que abrió las puertas al FPSO para ser utilizados en ambientes más severos. El primer FPSO fue introducido en el Mar del Norte. A la fecha se

tienen instalados o en construcción 165 FPSO's alrededor del mundo. Se muestra la evolución en los récords de profundidad de operación que ha tenido el FPSO con el transcurso de los años.

(RODRIGUEZ, María. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009, p.47.)

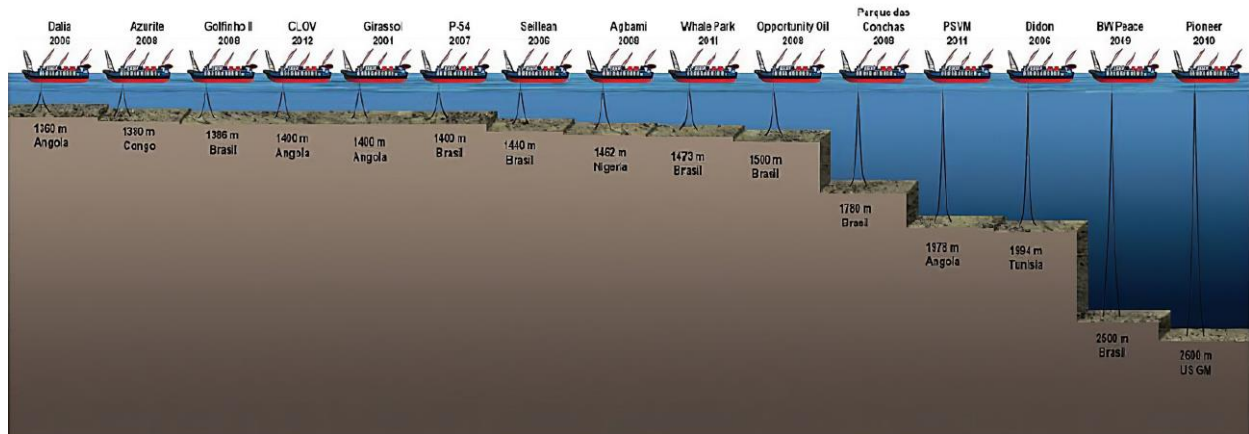


Figura 24. Evolución Barcos de Perforación.

Adaptado de Offshore Magazine 2005. Recuperado de

<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2018/173536.pdf>

3. Sistema Riser

3.1 Componentes Básicos del Riser de Perforación

A continuación, se describen la función y características de los componentes básicos que integran un riser de perforación:

1. Sistema Tensionador
2. Junta Telescópica
3. Cuerpo Principal del Riser
4. Conjunto Inferior del Riser (LMRP)
5. Juntas Flexibles
 - Junta flexible

- Junta de bola
- 6. Líneas de Estrangular, Matar y Auxiliares
- 7. Equipo de Flotación
 - Módulos de espuma
 - Cámaras de aire con fondo abierto
- 8. Uniones del Riser
- 9. Accesorios
 - Líneas flexibles de estrangular y matar
 - Desviador de flujo
 - Conectores del riser
 - Válvula de llenado del riser
 - Conector de las líneas de estrangular y de matar

En la Figura 25, se muestran los componentes básicos instalados en el sistema del riser.
(ESLAVA Moran Carlos Eder y GONZÁLEZ Galván Noel, “Análisis Causal de la Problemática en un Riser de Perforación”, Tesis IPN, México, 2008.)

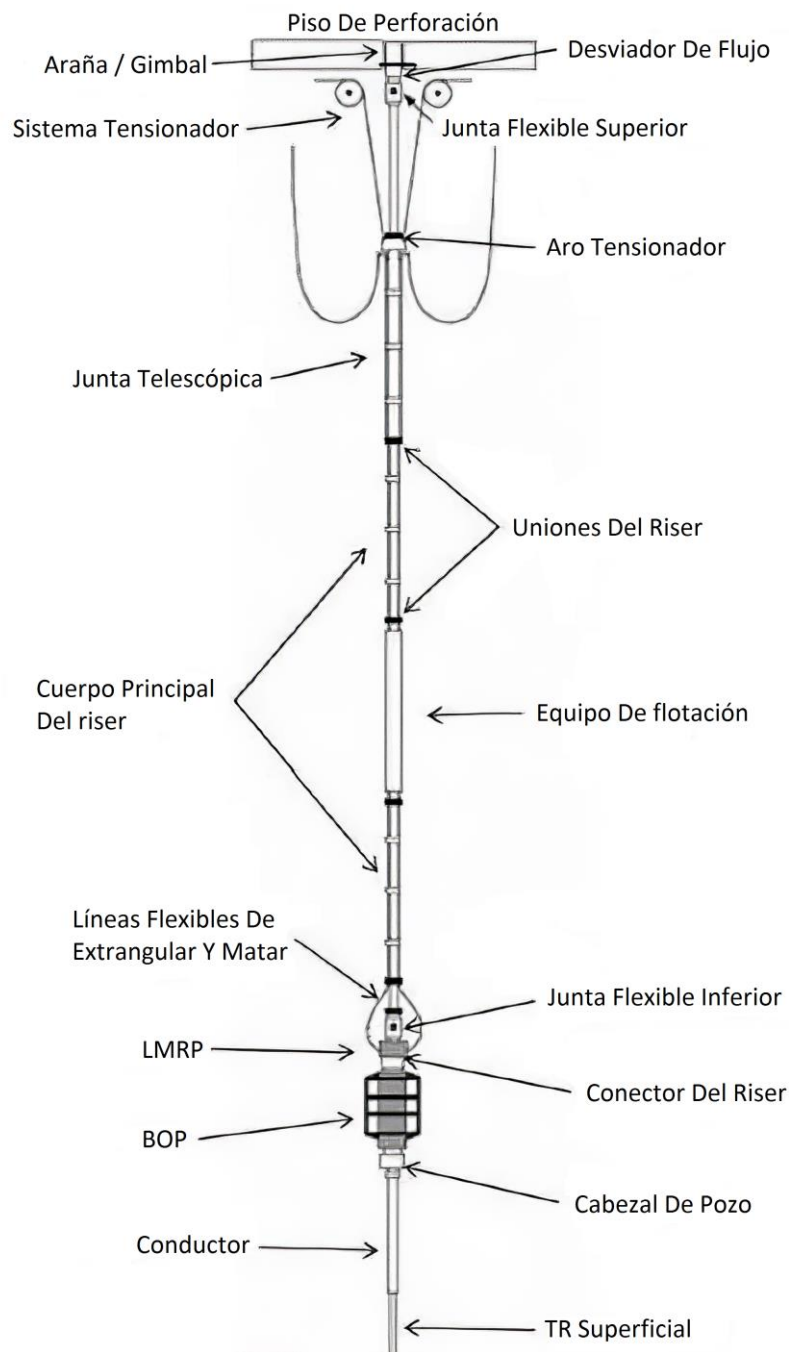


Figura 25. Sistema del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.1 Sistema tensionador. El sistema tensionador consiste en un conjunto de líneas de acero o cables, usadas para aplicar un esfuerzo vertical a la parte superior del riser de perforación y con esto controlar los esfuerzos y desplazamientos, evitando que la totalidad de su peso se recargue sobre sí mismo, sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal. Este peso crea cargas adicionales de pandeo que pueden fatigar alguno de los componentes del riser.

El sistema tensionador está normalmente localizado en el equipo, cerca de la periferia del piso de perforación y proporciona una tensión axial constante al riser cuando el equipo se mueve vertical y lateralmente en respuesta al viento, olas y corrientes.

Existen dos diseños para el sistema de tensión:

I. El primero es el sistema tensionador fijo de cables, que consiste en un cuerpo tubular colocado debajo del desviador de flujo y sobre el barril externo de la junta telescópica con soportes para las líneas de acero o tensionadoras. No permite el movimiento de rotación alrededor del riser de perforación.

II. El segundo sistema cuenta con un anillo tensionador, el cual consiste en un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril externo de la junta telescópica. El anillo tensionador está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación del equipo. Este movimiento se debe al oleaje marino, vientos en diferentes direcciones, o al posicionamiento dirigido del equipo. Ambos sistemas tensionadores cuentan con líneas de tensión, cilindros hidráulicos, acumuladores aire/aceite.

Las unidades de tensión usan cilindros hidráulicos con un gran volumen de aire acumulado para mantener presión y tensión constante en la línea principal. Un extremo de la línea puede ser un cable de acero o una cadena, unido al tensor y el otro extremo al barril exterior de la junta

telescópica. El número y rango de unidades de tensión determinan la capacidad total del sistema tensionador. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.27)

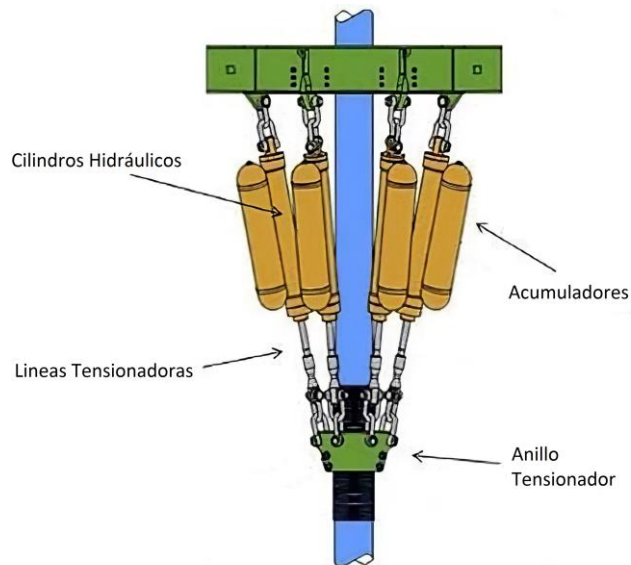


Figura 26. Sistema Tensionador.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Para la selección del sistema tensionador se debe tomar en cuenta:

- Rango de tensión aplicada.
- Vida de las líneas tensionadoras.

Cuando se hace la selección de las líneas tensionadoras debe considerarse la máxima tensión aplicada a la que está trabajando. Es importante no llegar al límite de tensión aplicada para prevenir problemas de ruptura de las líneas tensionadoras.

La vida de las líneas tensionadoras está en función de la resistencia del cable de acero, diámetro de la línea y tensión aplicada. Para incrementar la vida en las líneas tensionadoras es necesario colocarlas de tal manera que se minimice el ángulo de flotación (ángulo formado por

la vertical del sistema y la línea tensionadora), lo cual maximiza la componente vertical de la tensión, pero minimiza la componente horizontal. Al disminuir el ángulo de flotación, la tensión vertical aplicada al barril externo de la junta telescópica es menor a la tensión aplicada por el sistema tensionador.

El sistema tensionador se diseña para permitir que una de sus unidades de tensión quede fuera de servicio cuando se trabaja. Lo anterior con el propósito de darle mantenimiento o reparación sin arriesgar la operación de las unidades de tensión restantes. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.29)

3.1.2 Junta telescópica. La junta telescópica se instala en la parte superior del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo y el conjunto de preventores, debidos al oleaje, corrientes submarinas, vientos.

La junta telescópica está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre otro. El barril externo está unido al riser de perforación y éste se encuentra bajo tensión mediante cables desde el barril externo y el sistema tensionador. El barril interno es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y le permite el movimiento axial. El anillo tensionador del riser transmite cargas del sistema tensionador al barril externo de la junta telescópica. Los empaques de hule en el espacio anular entre el barril interno y externo soportan la presión del fluido de control en la unión.

El elemento de empaque usado como sello entre la parte exterior del barril interno y la parte interna del barril externo se encuentra disponible como elemento de una sola unidad o como elemento de doble unidad. La ventaja de las unidades de doble elemento es que cuando un elemento de empaque falla, el segundo elemento puede ser habilitado, de esta manera se

mantiene el sello entre el fluido de control y el medio marino sin necesidad de parar las operaciones de perforación. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.29)

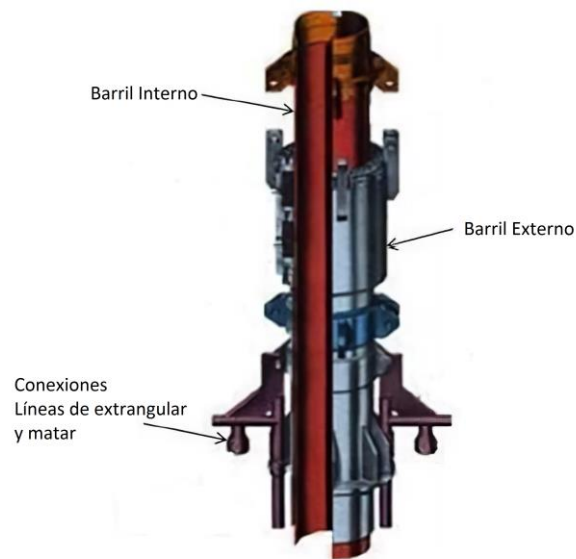


Figura 27. Junta Telescópica.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

La selección de la junta telescópica incluye y evalúa las siguientes características:

- Resistencia a cargas dinámicas.
- Longitud de carrera.
- Capacidad del anillo tensionador.
- Manejo y almacenamiento.

Se deben considerar las cargas dinámicas en la junta telescópica, en posición replegada o desplegada. La junta telescópica debe soportar el peso del riser y el conjunto de preventores.

La máxima longitud de carrera requerida por la junta telescópica debe ajustarse a la longitud de los movimientos verticales del equipo.

El anillo tensionador se diseña para la capacidad de carga máxima de la junta telescópica, la cual es más grande y pesada que las juntas estándar del riser, por consiguiente, requiere manejo y almacenamiento especial. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.30)

3.1.3 Cuerpo principal del riser. El cuerpo principal del riser se integra por cuerpos que van desde 15m (50pies) a 27m (90pies), alta resistencia, sin soldadura y conectados directamente por uniones del riser en cada extremo. El material utilizado en el cuerpo del riser es de aleaciones y acero de los grados X-52, X-65 y X-80, donde la X se refiere al acero de aleación y los números al mínimo esfuerzo de cedencia de cada grado necesario para evitar su ruptura (ksi), aunque también se utilizan materiales de baja densidad y alta resistencia. Las características de resistencia del cuerpo del riser van de acuerdo con el diámetro, espesor de pared y calidad del acero del riser. El cuerpo principal del riser de perforación comunica al pozo con el equipo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.31)

Los siguientes elementos se consideran al seleccionar el cuerpo principal del riser:

- Rango de presión.
- Diámetro interno.
- Almacenamiento y manejo.

El cuerpo del riser tiene la resistencia adecuada para resistir las cargas combinadas de las olas, corrientes, tensiones aplicadas, movimientos del equipo, densidad del fluido de control. También debe considerar la presión de colapso y las cargas manejadas. Las características de resistencia del cuerpo del riser van de acuerdo con su diámetro, espesor de pared y calidad del acero. Los diámetros más comunes son de 16", 18", 21" y 24" los cuales están en función al diámetro interno del BOP.

El diámetro interno debe proporcionar suficiente espacio anular para correr la tubería de revestimiento programada. El almacenamiento y manejo en el equipo de perforación debe ser considerado para la selección de su longitud. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.31)

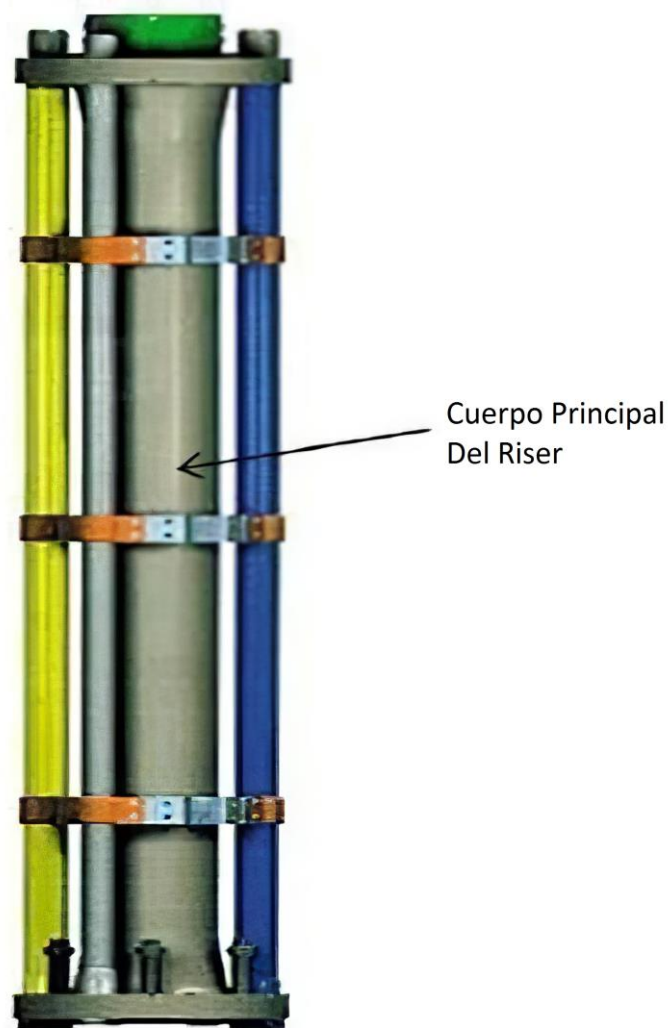


Figura 28. Cuerpo Principal del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.4 Conjunto inferior del riser (LMRP). El conjunto marino inferior del riser (LMRP), se conforma por un ensamblaje adaptador para el riser, una junta flexible, uno o dos preventores anulares y un conector hidráulico que une al conjunto inferior del riser con el conjunto de preventores.

El LMRP proporciona un medio de conexión entre el riser y el conjunto de preventores. Además, proporciona un control hidráulico del conjunto de preventores a través de los paneles de control. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.32)

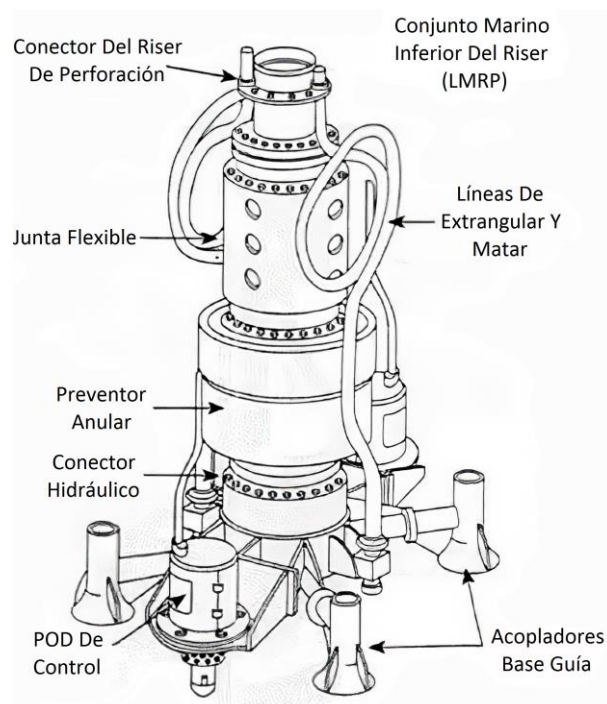


Figura 29. Conjunto Inferior del Riser (LMRP).

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

La selección del LMRP incluye la consideración y evaluación de las siguientes características:

- Rangos de presiones del conjunto de preventores y pozo.
- Medio en el que opera y las cargas esperadas.
- Profundidad máxima de operación.
- Tipo de conexión con el conjunto de preventores.

Los rangos de presión con los que opera el LMRP deben ser los mismos con los que trabaja el conjunto de preventores ya que ambos elementos están conectados entre sí.

El LMRP opera en un medio en el cual existen diferentes características que pueden dañarlo, como las cargas a las que se encuentra sometido. La profundidad es un factor importante para considerar, ya que la presión que experimenta el LMRP a una profundidad considerable lo puede colapsar. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.34)

3.1.5 Juntas flexibles. Las juntas flexibles, también llamadas unión flexible o uniflex, se instalan en la parte superior del riser para permitir el movimiento entre el riser y el equipo y en la parte inferior del riser para permitir el movimiento angular entre el riser y el conjunto de preventores, reduciendo de este modo el momento máximo de flexión que soportan las juntas flexibles de 10°.

En algunos casos también se instala una junta flexible intermedia en el riser (debajo de la junta telescópica), para reducir los esfuerzos en el riser. Se tienen dos diseños, la junta flexible o la junta de bola. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.34)

3.1.5.1 Junta flexible. Los elementos de flexión de una junta flexible son unidos por laminaciones de elastómero entre arreglos de anillos de acero de forma esférica. El elastómero proporciona flexión, así como un sello a la presión. Algunos diseños cuentan con un hombro de apoyo para remover rápidamente el buje de desgaste. Otros permiten el uso de un anillo, que puede ser reemplazado durante el periodo de reparación de la junta flexible. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.34)

3.1.5.2 Junta de bola. Es una esfera de acero forjado y está contenida en una extensión cilíndrica en forma de cuello con un adaptador de riser unido al final del cuello. La esfera de acero y la extensión cilíndrica emplean un sello, las cuales son lubricadas con el fluido de control. En los diseños, se usan bujes de anillos reemplazables o bujes de desgaste.

Los siguientes elementos deben ser considerados cuando se seleccionan, especifican o diseñan las juntas flexibles.

- Función y localización en el riser.
- Rotación angular máxima y rigidez rotacional máxima.
- Rango de presión.
- Máxima carga de tensión que será aplicada.
- Máximo torque que será aplicado.

Es necesario conocer la carga máxima de tensión y el torque máximo para seleccionar el tipo de junta flexible que se utilizara, también se toma en cuenta la función que desempeña, así como la ubicación en el riser.

Para la resistencia de la junta flexible se considera la máxima flexión y la rotación angular que tiene, esto se hace en función de las condiciones a las que trabaja la junta. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.35)

En la Figura 30, se muestran los diferentes tipos de juntas flexibles.

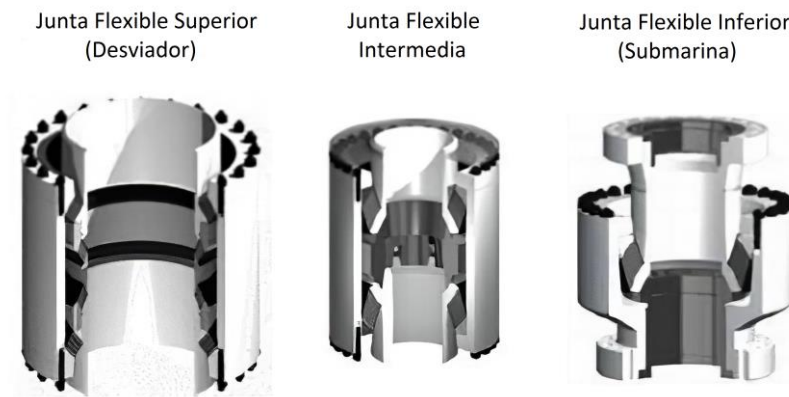


Figura 30. Juntas Flexibles.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.6 Líneas de estrangular, matar y auxiliares. Las líneas de estrangular y matar se usan para controlar el flujo de aceite, gas o fluido de control desde el pozo a la superficie, cuando el conjunto de preventores es cerrado, llevan los fluidos de control a lo largo de la longitud del riser de perforación hasta el conjunto de preventores.

Las líneas son una parte integral de cada tramo del riser y se sujetan a la parte exterior del cuerpo principal soportadas por los brackets. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.36)

En la Figura 31, se muestra la localización de las líneas de estrangular y matar en el riser.

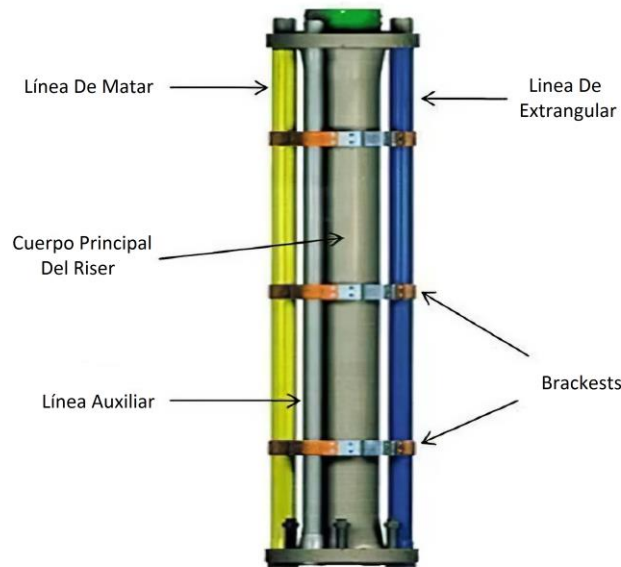


Figura 31. Líneas de Estrangular y Matar.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Las líneas auxiliares del riser desempeñan varias funciones según el tipo, son las siguientes:

I. Líneas mud boost. Se usan como conductos para el fluido de control, el cual es bombeado dentro del riser, por debajo del conjunto de preventores para aumentar la velocidad de la circulación anular.

II. Líneas de inyección de aire. Se usan para suministrar aire a las cámaras de flotación del riser y aumentar su flotación.

III. Líneas de suministro hidráulico. Operan llevando fluido hidráulico al conjunto de preventores. La mayoría de los conjuntos de preventores incorporan una línea flexible de suministro de fluido hidráulico por dentro de la línea de control umbilical. Las líneas de estrangular, matar y auxiliares se conectan a sus contrapartes por coples. Estos coples facilitan la conexión rápida mientras se corre el riser. Las conexiones tienen un sello radial de elastómero

que se extiende hacia la parte lisa (resistente a la abrasión), sellando la superficie del piñón cuando la línea es presurizada. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.37)

Los siguientes elementos deben ser considerados al seleccionar, diseñar o especificar las líneas de estrangular, matar y auxiliares:

- Diámetro interno de las líneas.
- Tipo de fluido que va a ser transportado por la línea.
- Presión de operación.
- Acoplamientos de las líneas de estrangular, matar y auxiliares.
- Requerimientos de servicio para H₂S.

El diámetro interno de las líneas de estrangular y de matar se selecciona para cumplir con las operaciones del control del pozo. El diámetro interno de las líneas mud boost se selecciona para cumplir con los requerimientos del fluido de control. El diámetro interno de la línea de suministro hidráulico se selecciona para cumplir con los requerimientos del sistema de control.

Las líneas de suministro hidráulico se hacen de un material resistente a la corrosión para impedir que las partículas de óxido obstruyan los puertos de operación hidráulica y evitar el daño en los sellos y en la superficie de los sellos. Las líneas de estrangular, matar y mud boost se hacen de acero. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.38)

1. Presión de operación: es la presión a la cual las líneas pueden ser expuestas durante su tiempo de vida.
2. Líneas de estrangular y matar: El rango de presión debe ser igual al del conjunto de preventores.
3. Líneas mud boost: El rango de presión debe ser adecuado para el servicio requerido.

4. Líneas de suministro hidráulico: El rango de presión de trabajo debe ser compatible con el rango de presión de trabajo del sistema del conjunto de preventores.

3.1.7 Equipo de flotación. El equipo de flotación se coloca en el cuerpo del riser para reducir la tensión en la parte superior del riser. Hay dos tipos de equipo de flotación, que se utilizan dependiendo de las características y necesidades del diseño, que se muestran a continuación. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.38)

3.1.7.1 Módulos de espuma. La espuma sintética es un material compuesto de núcleos esféricos huecos en una matriz o en un aglomerado. La forma más común de espuma sintética consiste en diminutas microesferas de vidrio delgado en una matriz de resina plástica fraguada térmicamente, con grandes microesferas de fibra de vidrio reforzadas con plástico.

El diámetro de los módulos de espuma sintética depende principalmente de los requisitos de flotación y de la densidad de la espuma. La densidad de la espuma depende de la profundidad de agua. El material más denso existente se usa para aguas profundas, para resistir presiones de colapso. El máximo diámetro permitido es determinado por el diámetro del agujero del desviador y otras restricciones por medio de las cuales el cuerpo del riser debe pasar.

Los módulos de espuma se instalan por pares alrededor del cuerpo del riser, varios pares por tramo, y tienen ganchos acomodados en las líneas de estrangular, matar y auxiliares. Son sostenidos por correas u otros medios convenientes.

El levantamiento vertical de los módulos de espuma se transmite al riser por un pequeño cople en el tubo del riser, debajo de las uniones del riser. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.38)

3.1.7.2 Cámaras de aire con fondo abierto. Las cámaras de aire de fondo abierto se atan a los acoplamientos del riser y proporcionan un espacio anular alrededor del riser. La inyección de aire y las líneas piloto proporcionan los medios para inyectar el aire a presión hidrostática ambiente. El agua de mar desplazada por el aire del espacio anular genera flotación. La válvula del flotador en la línea de inyección cerca del fondo de la cámara mantiene el agua al nivel existente.

El aire puede ser extraído del sistema a través de una válvula de descarga actuada por la línea piloto. Pueden colocarse las válvulas y ajustarse para proporcionar el nivel de flotación deseado. Los compresores a bordo del equipo de perforación flotante se usan para suministrar aire a través de la línea de inyección a las cámaras de aire.

Las cámaras de aire de fondo abierto son relativamente resistentes al daño por manejo, pero incrementan los esfuerzos de pandeo en los acoplamientos del riser por la rigidez de los módulos de aire.

Los módulos de espuma se seleccionan para proporcionar los requerimientos de levantamiento y resistencia a la presión debida a la profundidad del agua a la cual se trabaja. Su diseño no debe permitir el pandeo del riser y debe manejarlo de manera segura. Los procedimientos de reparación y mantenimiento deben ser investigados para asegurar que se puedan realizar en el equipo con la mínima dificultad. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.39)

En la Figura 32, se muestra la localización del equipo de flotación.

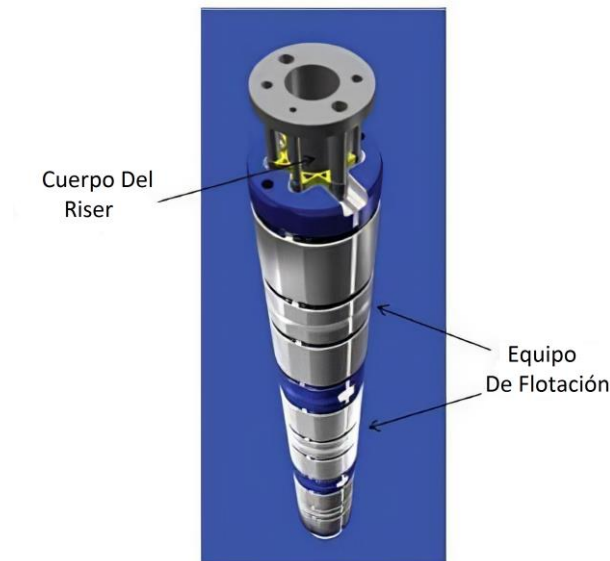


Figura 32. Equipo de Flotación.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Debido a que el riser de perforación es corrido a grandes profundidades es necesario el uso del equipo adecuado conforme la profundidad incrementa por ello se ha realizado una clasificación en base a su profundidad de trabajo para los que están fabricados. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.40)

En la Tabla 2, se muestran los rangos de colores para los equipos de flotación con respecto a su profundidad.

Tabla 2

Rangos de Profundidad del Equipo de Flotación

Color de Identificación	Rango de Profundidad	
	Pies	Metros
Verde	0 – 2000	0 - 607
Azul	2001 – 3000	608 - 914

Amarillo	3001 – 4000	915 - 1219
Naranja	4001 – 5000	1220 - 1524
Negro	5001 – 6000	1525 - 1829
Rojo	6001 – 7000	1830 - 2134
Morado	7001 – 8000	2135 - 2438
Café	8001 – 9000	2439 - 2743
Gris	9001 – 10000	2744 - 3048

Nota: Adaptado de Manejo del riser de perforación, (Tesis de Pregrado), México, (2009)

3.1.8 Uniones del riser. Las uniones del riser se instalan en los extremos de cada tramo del riser para conectar las diferentes secciones. Existen diferentes uniones de riser, dependiendo del fabricante. Las uniones pueden ser bridadas o mecánicas, es decir, están unidas mediante bridas con tornillos y tuercas, o, mediante un acoplamiento mecánico. Ambos diseños contemplan la conexión y desconexión rápida de estas uniones, también tienen un diseño especial del piñón para un mejor acoplamiento entre éste y la caja.

Este diseño evita que las uniones sean afectadas por el movimiento del equipo y las vibraciones del riser de perforación, las cuales ocasionan que el riser falle. Las líneas de estrangular y de matar están sujetas al riser por bridas extendidas de las uniones. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.41)

En la figura 33, se muestra la unión del riser de acoplamiento mecánico.

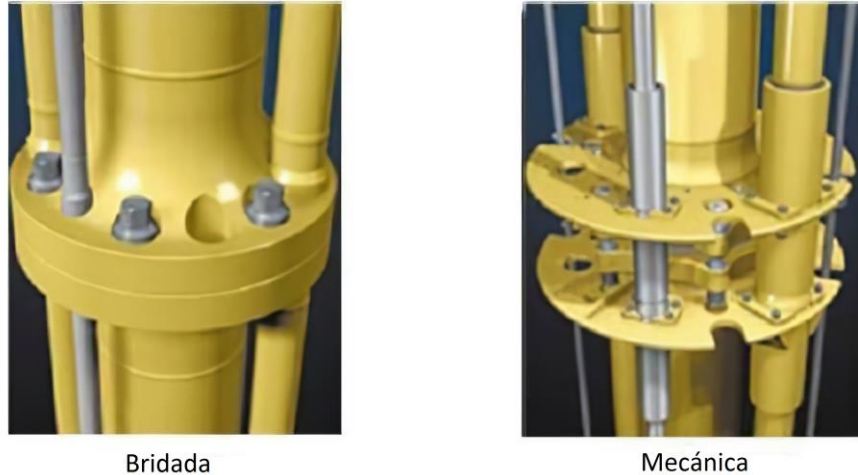


Figura 33. Uniones del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.9 Accesorios

3.1.9.1 Líneas flexibles de estrangular y matar. Permiten el movimiento relativo de la junta telescópica y las juntas flexibles en el riser de perforación.

Tres diseños básicos son usados; tubería flexible, mangueras de acero reforzado, o un tramo suplementario roscado para flujo, sujetado o con brida. Si se utiliza accesorios con brida deberán contener medios sellantes.

Las líneas flexibles deben ser compatibles con el resto del sistema de tuberías de estrangular y matar, con el conjunto de preventores, con el riser y el manifold de estrangular y matar. Para la selección de las líneas flexibles debe tomarse en cuenta la longitud para que trabajen adecuadamente, rango de presión a la que trabajan, rango de temperatura (máximo y mínimo) al que están sometidas, así como también es necesario diseñarlas para resistir a la corrosión. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.43)

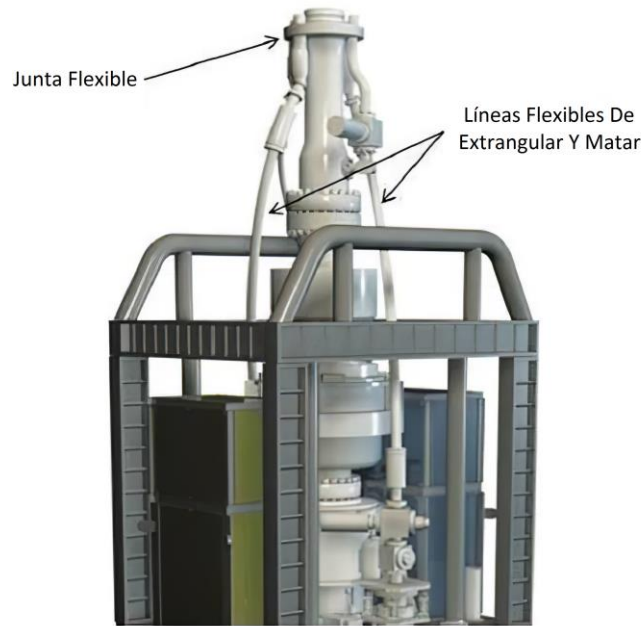


Figura 34. Líneas Flexibles de Estrangular y Matar.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.9.2 Desviador de flujo. El desviador de flujo se utiliza para controlar los cabeceos del gas a profundidades someras en la etapa de perforación cuando el conjunto de preventores no puede ser instalado. Es un sistema muy similar al conjunto de preventores, diseñado para cerrar el pozo y una o más líneas de descarga de gran diámetro para conducir el flujo lejos del piso de perforación. El sistema desviador incluye un dispositivo de cierre y apertura de la línea de descarga. Los desviadores de flujo no están diseñados para soportar altas presiones.

El sistema desviador de flujo se instala en el equipo directamente debajo de la mesa rotaría y se asegura dentro de una caja de soporte. La junta flexible superior, se instala en la parte inferior de la unidad desviadora.

La caja de soporte se encuentra fija al piso de la mesa rotaría y no restringe el paso de equipo o herramientas a través del agujero. Todo el sistema del riser de perforación se puede instalar a través de la caja de soporte del desviador de flujo. Esta permite la instalación de líneas de venteo y flujo. Todas las líneas de flujo de perforación, control hidráulico y conductoras de fluidos permanecen conectadas a la caja de soporte durante el programa de perforación.

El sistema desviador incluye un dispositivo de sello anular para abrir la línea de venteo y cerrar la línea de flujo del lodo, como un sistema de control. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.44)



Figura 35. Desviador de Flujo.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.9.3 Conectores del Riser. El conector del riser es la interfaz de unión entre el riser y la superficie o entre el riser y el conjunto de preventores en la parte inferior. En el extremo inferior los conectores tipo collar aseguran el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y aseguran la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal.

Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y pandeo causados por la presión del pozo, tensión del riser y movimiento del equipo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.45)



Figura 36. Conector del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.9.4 Válvula de llenado del Riser. La válvula de llenado del riser se coloca en cualquier lugar de la sarta del riser para prevenir el colapso, en caso de que se abata el nivel del fluido de perforación en el interior del riser. Durante las operaciones normales de perforación, la manga interna de la válvula se mantiene cerrada mediante un resorte. Cuando la presión del riser disminuye, la presión del océano presiona la manga y vence la fuerza del resorte. Esto provoca que la válvula se abra y permita la entrada de agua del mar hacia el interior del riser para igualar la presión y prevenir el colapso.

La válvula de llenado del riser se activa mediante la manga sensorial de presión cuando la presión interna del riser se encuentra entre 250 y 350 psi por debajo de la presión del ambiente

marino. La válvula debe ser cerrada desde la superficie mediante una señal hidráulica. La válvula de llenado del riser también puede ser abierta manualmente a través de las líneas de control a la superficie. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.46)



Figura 37. Válvula de Llenado del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

3.1.9.5 Conectores de las líneas de estrangular y de matar. Los conectores tipo collar para las líneas de estrangular y matar permiten la conexión entre la parte superior del conjunto de preventores en el lecho marino y la parte inferior del riser de perforación.

El conector tipo collar utiliza un conjunto de sellos y soporta grandes fuerzas de separación causadas por presiones internas en las líneas de estrangular y matar. El sistema de operación

hidráulica del conector está diseñado para asegurar una desconexión rápida después de un largo periodo de conexión.

El conjunto del conector de las líneas de estrangular y matar instalado por peso, es un acoplamiento de presión balanceada que permite una unión rápida y de sello confiable. El balance de presión asegura que la línea de presión no se separe de su receptáculo de unión. Se requiere una carga axial externa para separar esos componentes. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.47)

3.2 Componentes de Operación del Riser de Perforación

El riser cuenta con los siguientes componentes que son necesarios para su operación:

1. HERRAMIENTAS PARA CORRER Y RECUPERAR EL RISER.

- Araña del riser.
- Gimbal.
- Líneas y Base guía.

2. RUNNING TOOL.

- Operación manual.
- Operación hidráulica.

3. SISTEMA PARA COLGAR EL RISER.

4. SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA.

5. SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTO.

6. SISTEMA DE MONITOREO.

- Sensor de movimiento.
- Sensor de tensión.
- Sensor de corrientes submarinas.

3.2.1 Herramientas para correr y recuperar el riser. La descripción y función de las herramientas para correr y recuperar el riser es la siguiente:

A) Araña del riser

Proporciona soporte al riser y al conjunto de preventores en el piso de perforación, cuenta con amortiguadores diseñados para reducir las cargas de impacto en los hombros de apoyo del riser. La araña del riser está localizada sobre el piso del equipo de perforación y se utiliza para instalar los cuerpos del riser a través de la mesa rotaría. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.48)

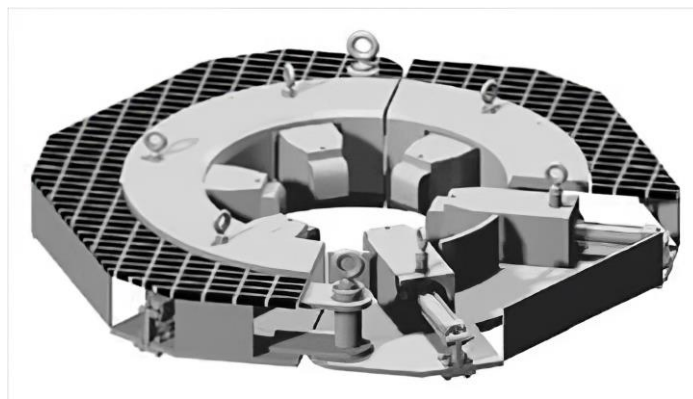


Figura 38. Cuerpo Principal del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

B) Gimbal

Se instala debajo de la araña del riser, para reducir los impactos y distribuir las cargas sobre ella y las secciones del riser cuando se instala.

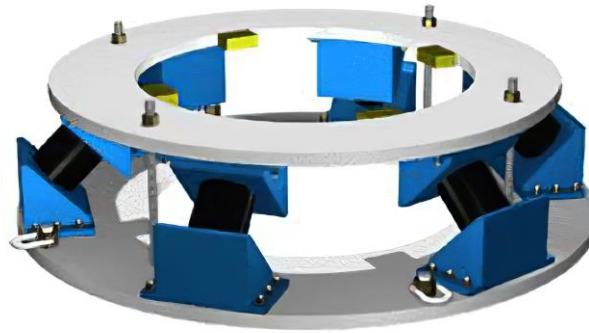


Figura 39. Gimbal.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

C) Líneas y Base Guía

Son usadas para direccionar al riser y unirlo con el conjunto de preventores en el fondo marino cuando se va a conectar. Las líneas guía son cuatro cables de acero, que forman un cuadrado, el cual se extienden por arriba de la base guía temporal hasta el equipo, dónde cada una de las líneas guía es tensionada por una línea guía tensionadora (similar a un tensionador del riser). Los puntos de amarre de las líneas guía, se encuentran a seis pies del centro del agujero del pozo, formando un cuadrado aproximadamente de 8.5 pies en cada lado. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.49)

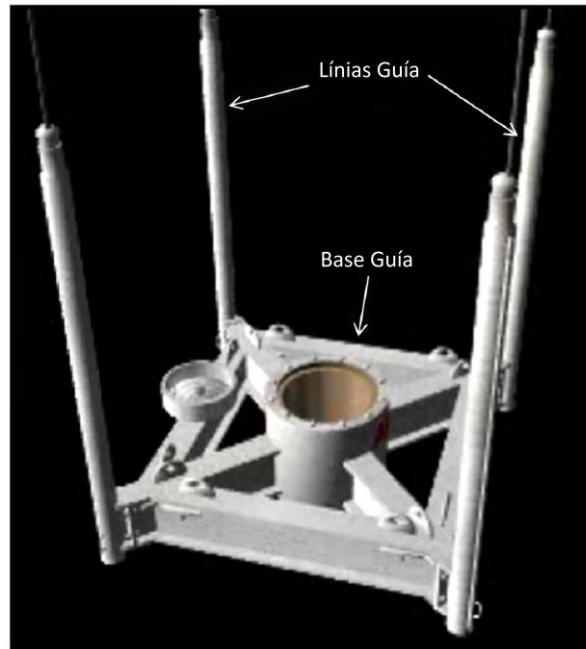


Figura 40. Líneas y Base Guía.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Otra herramienta para sostener al riser es el colgador del desviador de flujo, el cual es usado para soportar toda la carga del riser antes de conectarlo al conjunto de preventores. Una característica del colgador es que sostiene al riser y al conjunto de preventores cuando estos se corren, recuperan o cuelgan. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.50)

La selección y prueba del equipo para correr el riser debe basarse en lo siguiente:

- Capacidad máxima para cargas estáticas.
- Cargas dinámicas inducidas por los movimientos del equipo, olas, y corrientes.
- Cargas de pandeo durante operaciones de corrida del riser.
- Cargas de impacto.

Cada uno de los componentes del equipo para correr y recuperar el riser tiene un límite de capacidad para las cargas estáticas, que se presentan en los momentos en que se conecta o desconecta un tramo del riser a otro. Las cargas estáticas también se presentan cuando el riser es colgado en el piso de perforación por el colgador del desviador de flujo.

El equipo para correr y recuperar el riser experimenta cargas dinámicas inducidas por las condiciones del medio en el que opera, que deben ser consideradas y tratar de ser contrarrestadas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.50)

3.2.2 Running tool. Es la herramienta que se utiliza para correr y operar los cuerpos del riser, así como probar las líneas auxiliares. Tiene la misma carga de tensión que el riser y es capaz de soportar a todo el sistema completo incluyendo al BOP. (ROBIN B. Goodale, “Marine Riser Systems and Subsea Blowout Preventers”, University of Texas at Austin Petroleum, August 2003.)

En el extremo superior se puede manejar con herramientas comunes del equipo. Cuando se prueba la presión de las líneas auxiliares se requiere que la herramienta se deje fija en su lugar y las conexiones de prueba se ponen en posición. Para su operación se puede realizar de dos maneras ya sea manual o hidráulica. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.50)

A). Operación manual

La siguiente herramienta muestra sus características principales respecto a su operación de tipo manual:

- El rango de carga para la herramienta es de 1.5 millones de libras.
- Las conexiones de prueba removibles eliminan la necesidad de colocar los sensores de prueba en cada unión.

- El perno de alineación proporciona la orientación de la herramienta, asegurando la posición apropiada para la instalación de las conexiones removibles de prueba para las líneas auxiliares.



Figura 41. Running Tool Manual.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

B). Operación hidráulica

La siguiente herramienta muestra sus características principales respecto a su operación de tipo manual:

- El rango de carga para la herramienta es de 1.5 millones de libras.
- La fijación de presión puede ser relevada por lo que la junta del riser puede operar sin la manguera de fricción junto con la herramienta.
- Las conexiones de prueba removibles eliminan la necesidad de colocar los sensores de prueba en cada unión.

- El perno de alineación proporciona la orientación del running tool, asegurando la posición apropiada para la instalación de las conexiones removibles para la prueba de las líneas auxiliares.
- El indicador de posicionamiento también sirve como apertura manual de emergencia del dispositivo.

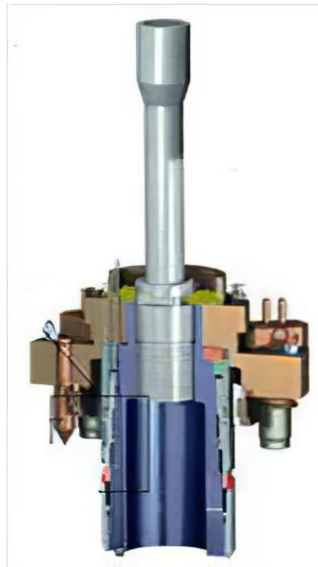


Figura 42. Running Tool Hidráulico.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de Tesis IPN MX.

3.2.3 Sistema para colgar el riser. Cuando las condiciones del medio marino exceden los límites de operación segura del riser conectado, el riser y LRMP son desconectados desde el conjunto de preventores y pueden ser colgados fuera hasta que las condiciones del mal tiempo pasen. El riser desconectado puede ser colgado fuera del gancho, araña y desviador, o de la viga estructural especialmente diseñada para ello.

Las cargas dinámicas del movimiento vertical del riser se deben considerar para asegurar que los componentes del sistema de colgamiento proporcionen una adecuada resistencia para

soportar las cargas axiales y transversales impartidas por la suspensión del riser sin daño al riser de perforación o al equipo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.53)

3.2.4 Sistema tensionador de las líneas guía. Las líneas guía del cabezal submarino deben tener cierta tensión para ser efectivas. A fin de mantener las líneas guía a un nivel de tensión preseleccionado, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía del cabezal y normalmente a las líneas de control del conjunto de preventores. Los tensionadores de las líneas guía operan exactamente igual que los tensionadores del riser y están diseñados igual, excepto que estos son más pequeños. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.53)

3.2.5 Sistema compensador de movimiento. Se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente del equipo en operaciones con línea de acero, especialmente en operaciones de registros de pozo. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho y utiliza una línea de acero de trabajo, la cual va desde la parte superior del tubo del riser, alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimiento y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro se conectan al mismo yugo, el cual está suspendido del compensador de movimiento por un resorte neumático (tensionador especial).

Cuando el equipo de perforación flotante se mueve hacia arriba o hacia abajo, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija controlada por un resorte neumático. Este movimiento compensado nulifica el movimiento relativo entre el equipo de perforación flotante y el fondo del mar generado por el movimiento ascendente y descendente del equipo. Esto elimina el movimiento de éste permitiendo una superposición de la lectura de datos de la sonda del registro.

Antes de la implementación del riser en el equipo se lleva a cabo un estudio de la ubicación o zona en donde se quiere realizar un proyecto de perforación de pozos en aguas profundas para

determinar las magnitudes de las condiciones metoceanicas con el fin de diseñar el riser adecuado para dicha zona y utilizar el equipo adecuado.

El riser de perforación para aguas profundas se encuentra sometido a condiciones meteorológicas y oceanográficas que afectan la operación de sus componentes, la severidad de estas condiciones es factor importante para el desarrollo y magnitud de problemas en el riser, problemas que pueden ir desde de una pequeña falla en algún componente del riser hasta la pérdida total de éste.

Las condiciones metoceanicas (vientos, olas y corrientes) en cualquier campo de aguas profundas son un parámetro importante para poder hacer el diseño de las instalaciones.

Diseñar bajo estos parámetros nos permitirá tener la certeza de que el riser de perforación resistirá condiciones metoceanicas severas que no excedan los valores máximos que fueron tomados para el diseño. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.53)

3.2.6 Sistema de monitoreo. El objetivo para los sistemas de monitoreo es la supervisión durante su manejo. Se categorizan en base al parámetro de medición. Los parámetros típicos de respuesta del riser son la tensión, el movimiento, corrientes submarinas.

En teoría, la tensión y el movimiento son los parámetros que pueden ser cambiados. En la práctica la medición de la tensión o del movimiento tiene un gran desafío. (HIMANSHU Maheshwari, WOLFGANG Ruf y DAVE Walters, “Riser Integrity Monitoring Techniques and Data Processing Methods”, 2H Offshore Inc., Houston, TX, USA.)

A). Sensor de movimiento

Los sensores de movimiento se localizan comúnmente en contenedores metálicos a presión de tamaño pequeño, que se pueden sujetar fácilmente al riser. Son de menor costo con respecto al dispositivo de monitoreo de tensión.

Debido a su bajo costo e interfaz simple del riser, los sensores de movimiento se adaptan particularmente para determinar la respuesta general del riser, sin importar el número de sensores que se requieran a lo largo de la longitud de la estructura.

El dispositivo se puede desplegar y recuperar durante la corrida y recuperación del riser o usando un ROV. Mide las aceleraciones en 3D y los gastos angulares en 2D. La colocación del sensor de movimiento a lo largo de la longitud del riser se optimiza para capturar los rangos esperados durante la operación. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.55)



Figura 43. Sensor de Movimiento.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

B). Sensor de tensión

Los sensores de tensión se usan como complemento de los sensores de movimiento y solamente un número limitado de sensores se recomiendan para verificar las mediciones y cálculos obtenidos por los sensores de movimiento.

La tensión proporciona una medición directa de la curvatura y se procesa para calcular el daño de fatiga. Sin embargo, son más costosos que los sensores de movimiento.

El dispositivo se sujeta al diámetro exterior del riser y mide el cambio de la curvatura del riser en dos planos. El sensor de tensión está instalado cerca de las zonas críticas de fatiga del riser. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.56)



Figura 44. Sensor de Tensión.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

C). Sensor de corrientes submarinas

Por medio del perfil de corrientes acústicas doppler (ADCP) se mide la velocidad y dirección de las corrientes submarinas a través de un área, permitiendo con esto la anticipación en el manejo del riser para evitar las altas vibraciones generadas por las corrientes y así tener una vida de fatiga más larga.

Usa el principio de ondas acústicas llamadas efecto “Doppler”. La onda acústica tiene una frecuencia más alta cuando se acerca que cuando se aleja. Los instrumentos de ADCP transmitiendo tienen un sonido constante como de una bala en el agua.

El sistema del ADCP requiere de baterías, una memoria de datos internos, una computadora a bordo para recibir los datos y un sistema de navegación GPS, con el fin de registrar los movimientos del equipo. El ADCP no tiene ninguna lectura externa, por lo que los datos se deben almacenar y manejar en una computadora.

El ADCP superior se corre desde el equipo por medio de un sistema guía, en la parte intermedia se fija al sistema del riser y en la parte inferior se sujeta al LMRP, con el fin de medir la velocidad de la corriente desde el fondo en intervalos iguales hasta la superficie. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.57)

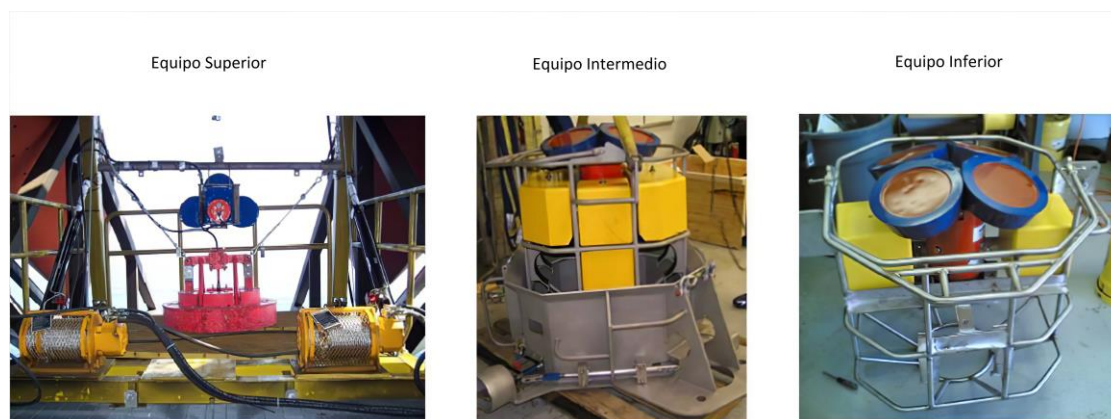


Figura 45. Sensor de Corrientes Submarinas.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

4. Condiciones para el Manejo del Riser

4.1 Fatiga

Debido a que el riser de perforación se maneja en ambientes de condiciones severas es necesario entender primeramente cuales son los factores que influyen en su fatiga llevándolo a su falla o incluso hasta su ruptura. A continuación, se mencionan los elementos que influyen durante su vida de fatiga.

4.1.1 Fases de fatiga. La fatiga puede ser definida, según Haswell, como el incremento de una falla estable bajo carga de servicio repetida. La fatiga por sí misma no es un mecanismo de inicio de fractura. El término es aplicado al fenómeno por el cual el material falla bajo cargas repetidas o cíclicas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.59)

Los fallos por fatiga se producen en tres fases:

I. Fase de Iniciación

Una o más grietas se desarrollan en el riser. Las grietas pueden aparecer en cualquier punto del riser, pero en general ocurren alrededor de alguna fuente de concentración de tensión y en la superficie exterior donde las fluctuaciones de tensión son más elevadas. Las grietas pueden aparecer por muchas razones: imperfecciones en la estructura microscópica del material, ralladuras, arañazos, muescas y entallas causados por las herramientas de fabricación o medios de manipulación. En materiales frágiles el inicio de grieta puede producirse por defectos del material (poros e inclusiones) y discontinuidades geométricas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.59)

II. Fase de propagación

Alguna o todas las grietas crecen por efecto de las cargas. Además, las grietas generalmente son finas y de difícil detección, aun cuando se encuentren próximas a producir la ruptura de la pieza. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.59)

III. Fase de ruptura

La pieza continúa deteriorándose por el crecimiento de la grieta quedando tan reducida la sección neta de la pieza que es incapaz de resistir la carga desde un punto de vista estático produciéndose la ruptura por fatiga. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.60)

4.1.2 Curvas S-N. La Curva S-N es una gráfica que presenta el número de ciclos N que el riser de prueba puede resistir antes de romperse en el nivel de esfuerzo S. El número de pruebas requeridas para determinar dichos argumentos de una manera muy rigurosa es muy grande, ya que un riser de prueba proporciona únicamente un punto en la gráfica. Una característica de las pruebas para las curvas S-N es que el rango o amplitud del esfuerzo es fijo.

Los procesos del daño por fatiga son de naturaleza estadística. Esto es debido al gran número de variables involucradas, relacionadas a las incertidumbres del material como variaciones de esfuerzos locales, esfuerzos residuales, las imperfecciones metalúrgicas o mecánicas, variaciones en el ciclo de carga, etc.

Debido a la naturaleza estadística de la fatiga, la predicción de la vida puede ser únicamente dada para un nivel en específico de confianza, normalmente los datos para las curvas S-N son trazados en un 50% de probabilidad de falla ($P=0.5$) en un cierto número de ciclos en el nivel de esfuerzo prescrito.

La Figura 46 presenta dos ejemplos típicos de las curvas S-N. En la Figura 46 (a) se observa que existe un punto bien definido el cual se presenta entre los ciclos 106 y 107.

Este punto se llama el límite de fatiga, debido a que la falla del esfuerzo permanece constante independientemente del número de ciclos. Algunos otros materiales no presentan un límite de fatiga y entonces la curva (b) presenta un límite de resistencia que corresponde al nivel del esfuerzo para el número de ciclos especificados, por ejemplo, en 1.07 ciclos. En estas curvas

también se observa que la tendencia general es que, a menor rango de esfuerzo, mayor tiempo de vida, expresados en número de ciclos (PALACIOS Roque Alfonso y ZALDÍVAR Ochoa Juan Antonio, “Conductores Marinos (Risers) una Tecnología para la Explotación y Desarrollo en Aguas Profundas”, Tesis UNAM, México, 1997).

Varios factores físicos afectarán la representación matemática de las curvas:

- Curvas S-N doble logarítmicas, las cuales son lineales o casi lineales, cuando el $\log_{10} S$ es trazado contra el $\log_{10} N$, esto es:

$$\log_{10} N = C - m \log_{10} S \dots\dots\dots (1)$$

- Curvas S-N semi-logarítmicas las cuales son lineales cuando los rangos del esfuerzo S (en escala lineal) son trazados contra el $\log N$, esto es:

$$\log_{10} N = C - m S \dots\dots\dots (2)$$

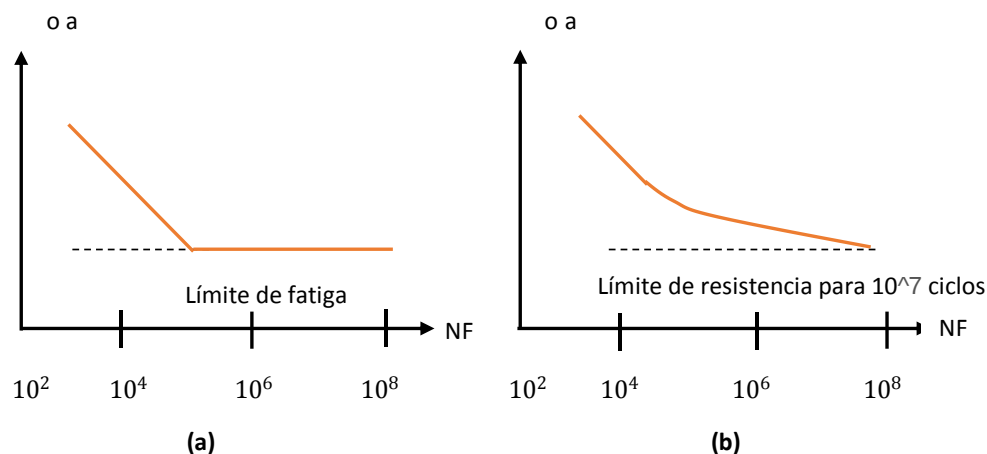


Figura 46. Curva S-N.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Nota: La gráfica (a) muestra el límite de fatiga. La gráfica (b) muestra el límite de resistencia para 10^7 ciclos donde los límites de fatiga no existen.

4.1.3 Daño acumulado. El concepto de daño acumulado fue desarrollado como un criterio para calcular la vida de fatiga. Primero se recordará que la relación S-N proporciona datos de pruebas de amplitud constante. Sin embargo, los ciclos de carga real o historias pueden no ser de amplitud constante.

En pruebas de laboratorio, los ciclos de carga uniformes producen un efecto acumulativo de todos los ciclos que eventualmente producen fallas por fatiga. Cuando la carga o la descarga no ocurren de una manera uniforme, el efecto acumulativo puede producir también falla por fatiga.

Por lo tanto, el daño por fatiga inducido por una cierta cantidad de ciclos de amplitud constante se acumula sobre cantidades similares en los cuales una secuencia de carga es dividida. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.61)

El modelo de daño acumulado es de degradación lineal conocida como regla de Palmgren-Miner, cuya regla la sugirió Palmgren (1924) hace ya más de 80 años y Miner (1945) fue el primero que expresó este concepto de forma matemática, de la manera siguiente:

$$D = \sum D_i = \sum \frac{N_i}{N_i^F} \dots\dots\dots (3)$$

Donde:

D = Daño acumulado.

N_i = Ciclos de aplicación de carga.

N_i^F = Ciclos hasta el fallo en un nivel de cargas de amplitud constante.

La ruptura ocurrirá en el momento que el daño acumulado exceda la unidad. Esta aproximación se traduce en el uso de la regla de Palmgren-Miner la cual proporciona

información sobre el número de ciclos hasta la falla N_f , para una amplitud de esfuerzos determinada. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.61)

La regla de daño acumulativo lineal propuesta por Palmgren y Miner, tiene dos puntos principales, que son:

I. El número de ciclos del esfuerzo impuestos sobre un componente expresados como un porcentaje del número total de ciclos del esfuerzo del mismo rango de esfuerzo necesario para causar la falla dada una fracción de la vida de fatiga consumida.

II. El orden en el que los bloques de esfuerzo son aplicados no afecta la vida de fatiga final.

La aproximación alternativa se basa en el crecimiento de la grieta y recurre a la mecánica de la fractura. Esta técnica modela la situación física de forma más cercana y su principal objetivo es encontrar la resistencia residual en un cuerpo en función del tamaño de una grieta existente. Para esto se basa en una medida de la energía liberada, lo que conduce al desarrollo de un criterio de fractura para determinar el crecimiento de la grieta en cuestión.

4.1.4 Técnicas de fatiga. La evaluación de la resistencia de una estructura contra la fatiga puede ser llamada la estimación de la vida de fatiga. La vida de fatiga debe ser definida junto con el concepto de curvas S-N, las cuales son gráficas que definen el nivel del esfuerzo de un componente en el cual la falla ocurrirá como el resultado de un número definido de ciclos de carga. En este sentido la vida de fatiga puede ser definida como el número de ciclos en los cuales ocurre la falla.

Existen varias técnicas para estimar la vida de la fatiga de una estructura. La primera división surge debido a las dos teorías empleadas para tal predicción. La primera técnica está basada en las curvas empíricas S-N, las cuales también utilizan la aproximación Palmgren-Miner. La segunda técnica se basa en los mecanismos de fractura.

El método de Palmgren-Miner abarca las predicciones de la vida total de un elemento, tanto de la fase de iniciación como la de propagación, mientras el método del mecanismo de fractura se ocupa únicamente de la fase de propagación.

La aplicación del método de Palmgren-Miner puede seguir cualquiera de las dos aproximaciones determinística o probabilística. En el caso de la aproximación de Palmgren-Miner el concepto principal para evaluar la vida de la fatiga es que el daño por fatiga es acumulativo. (PALACIOS Roque Alfonso y ZALDÍVAR Ochoa Juan Antonio, “Conductores Marinos (Risers) una Tecnología para la Explotación y Desarrollo en Aguas Profundas”, Tesis UNAM, México, 1997).

Los datos necesarios para un análisis de fatiga son:

- Estadística del mar, presentada en forma de diagramas de exceso de ondas o curvas espectrales.
- Relación entre el estado marino y los esfuerzos en los puntos bajo consideración o también en los puntos de interés.
- Factores de concentración de tensión (SCF's) en los puntos de interés.
- Curvas de esfuerzo contra número de ciclos, curvas S-N.

A). Aproximación determinística

La aproximación determinística se basa en el conocimiento del diagrama de exceso de altura de onda, usualmente para un año. Luego, la relación entre el esfuerzo en los puntos de interés y la altura de la onda se encuentra mediante análisis dinámico y finalmente se calcula una curva de daño del esfuerzo acumulado trazando el número de ciclos contra el rango de esfuerzo. Esta curva también es conocida como el historial de esfuerzo o carga.

B). Aproximación probabilística

En la aproximación probabilística se gráfica una expresión aproximada para las curvas probabilísticas a fin de deducir la fórmula para el daño por fatiga acumulada. Se han propuesto diferentes fórmulas, por ejemplo, para el daño por fatiga resultante de un sólo estado marino (tormenta), la máxima se puede aproximar mediante una distribución de Raleigh, mientras que para el daño por fatiga que ocurre durante la vida de servicio puede ser aproximado por la distribución de Weibull, que es más general, para daño de mayor duración.

La concentración de tensión es trascendente ya que en el análisis de la fatiga es importante considerar el esfuerzo en el nivel estructural correcto. El factor de concentración de tensión es una constante que toma en consideración la intensificación del esfuerzo sobre el esfuerzo promedio en un componente dado, a causa de las variaciones geométricas en la sección transversal, discontinuidades, etc.

4.1.5 Fatiga del riser. El riser es complejo debido a la distribución de la carga entre la tubería principal y las líneas auxiliares. Muchos sistemas de risers de perforación comparten la tensión axial entre la tubería principal y las líneas auxiliares, en proporción con su superficie transversal. Las uniones a lo largo de los cuerpos del riser de perforación aseguran la deformación lateral en las líneas auxiliares que coinciden con la tubería principal del riser.

La línea auxiliar en el exterior estira y la línea interior se comprime debido a la flexión. Esto da lugar a diferentes niveles de tensión en las líneas auxiliares en proporción con la curvatura media del riser, la cual causa efectos locales de flexión en las bridas, donde las uniones del riser se presentan bajo carga sinusoidal. (THETHI, R. – “Integrity Management of Deepwater Drilling Risers – Recent Experience in Gulf of Mexico”, presented at IADC Houston, 2005).

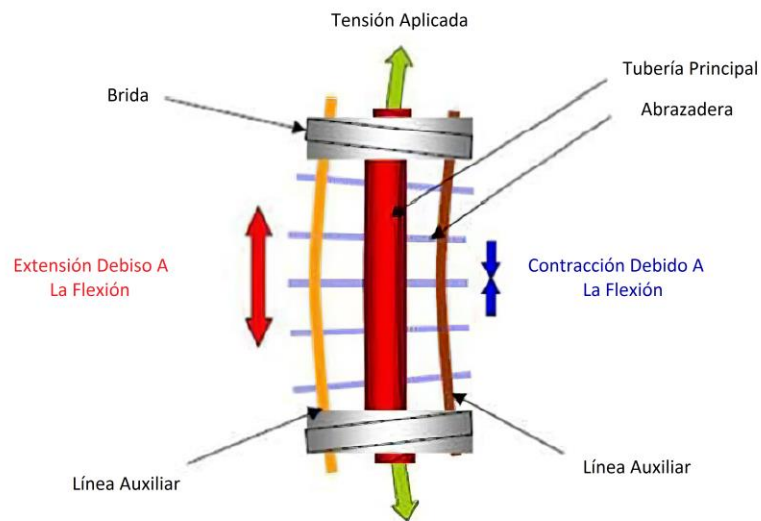


Figura 47. Fatiga del Riser.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Los momentos de flexión en la tubería principal podrían ser hasta 1.5 veces mayores con respecto a los previstos por el análisis convencional asumiendo que ninguna línea auxiliar interactúa. En las bridas, el momento de flexión dentro de los pernos puede ser hasta 4 veces mayor con respecto a los calculados usando los métodos de análisis de corrientes. El incremento del momento debido a la distribución de carga podría por lo tanto dar lugar al daño máximo de fatiga que sería de 2 a 3 veces mayor que la computada con el análisis práctico de corrientes.

El daño de fatiga a lo largo de la longitud del riser puede conducir a juntas rotatorias a lo largo de la sarta del riser. Otros métodos para mejorar la respuesta de fatiga de la vibración inducida por vorticidad (VIV), son el incremento en las tensiones superiores y reducción del

diámetro de la junta de fricción en regiones con altas corrientes (es decir substituyendo los equipos de flotación por juntas deslizables).

Las altas corrientes también dan lugar a la oscilación del arreglo del BOP/conductor en su frecuencia natural cuando coinciden las frecuencias del VIV del riser. Los conectores del conductor no se diseñan típicamente para fatiga sino para esfuerzo y el manejo rápido en el equipo.

Los detalles de fatiga del sistema del riser y de cabezal del pozo son los medios relativamente directos que mejoran la resistencia del daño de fatiga inducida por el VIV. El uso de soldaduras de clase C (doble cara) en comparación con las soldaduras de clase F2 (una cara) aumenta la resistencia de fatiga en un factor de entre 10 y 20. Otras mejoras pueden ser llevadas a cabo aplicando mayor atención al detalle de reducir los factores de concentración de tensión (HARIHARAN Madhu y THETHI Ricky, “Drilling Riser Management in Deepwater Environments”, 2H Offshore Inc., Houston, TX, USA).

4.2 Parámetros Metoceánicos

Las condiciones ambientales bajo las cuales se maneja el riser son de carácter impredecible debido a que pueden variar de un momento a otro, por ello es de vital importancia tomar en cuenta sus principales efectos sobre el riser. Los parámetros ambientales más usuales son los siguientes. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.66)

4.2.1 Tirante de agua. Es la distancia entre la zona de oleaje y el lecho marino, siendo uno de los factores principales a usar por lo que es necesario que se determine con exactitud en el área en el que se operara ya que de ésta depende la selección del número de tramos a emplearse.

La profundidad del tirante de agua es uno de los puntos de partida principales para el manejo del riser, por lo tanto, se debe considerar que el número de tramos, así como el BOP y los pesos

del LMRP tienen que ser comprobados contra la capacidad de carga del gancho durante la fase de instalación.

Mientras que el tirante de agua incrementa la curvatura sobre la longitud del riser de perforación incrementa con un mismo nivel de tensión superior. Altos niveles de tensión son necesarios para mantener la misma curvatura que en aguas someras y se reducen las ventanas operativas del conductor dependiente del ángulo de la junta flexible. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.67)

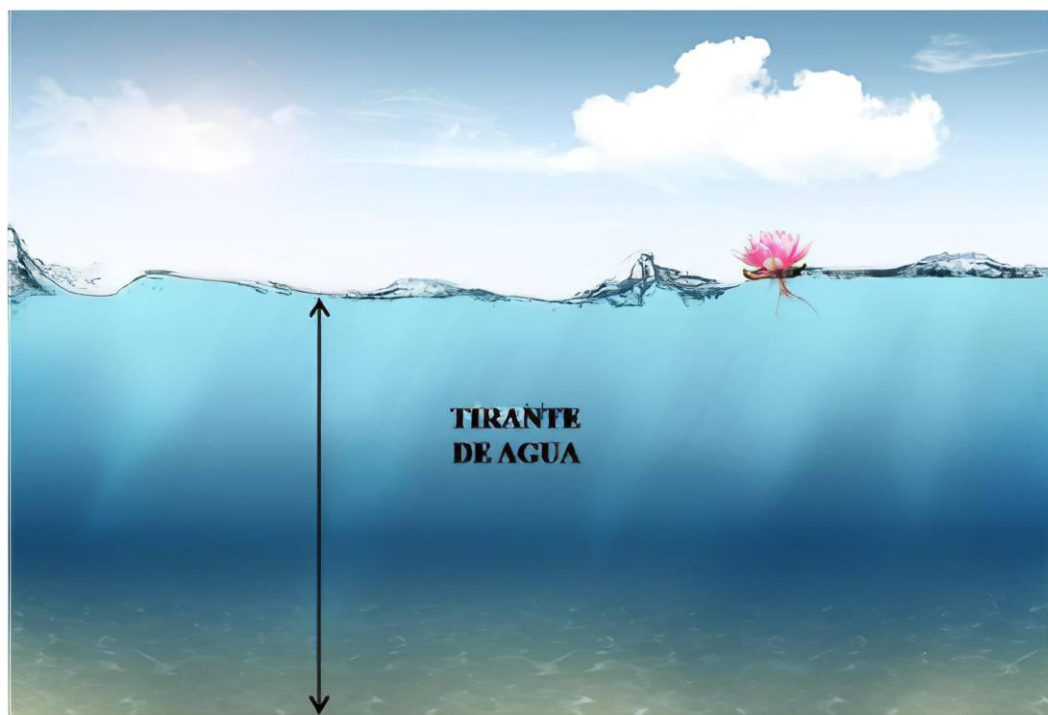


Figura 48. Tirante de Agua.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

4.2.2 Oleaje. El oleaje es generado por los fuertes vientos y corrientes prevalecientes de la zona. Las grandes alturas del oleaje aumentan la carga del riser y el movimiento del equipo. Los aumentos día a día en las alturas del oleaje pueden tener un mayor impacto en los requisitos de manejo del sistema del riser de perforación y cabezal del pozo, teniendo incremento en la altura del oleaje una vez al año. El incremento de cargas y movimientos del equipo aumentan la dificultad de las operaciones de recuperación y corridas y reducen las ventanas del tiempo en las cuales las operaciones de prueba del pozo pueden ser realizadas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.67)

La acción del oleaje influye en el manejo del riser de dos maneras:

- Contribuye a las cargas hidrodinámicas que actúan en el riser.
- Afecta a los movimientos del extremo superior del riser a través del equipo.

Para las condiciones anuales de la ola, el efecto de la corriente es generalmente predominante en las velocidades de los flujos de fluidos comparados a las velocidades de la ola. Por otra parte, las velocidades de la ola disminuyen exponencialmente con la profundidad del tirante de agua. Por lo tanto, la contribución de la acción de la ola a las cargas hidrodinámicas del riser sigue siendo limitada. (Dr HOWELLS Hugh and BOWMAN Jonathan, “Drilling Riser/Well System Interaction in Deep Water, Harsh Environments”, 2H Offshore Engineering, January 1997).

Los movimientos del equipo son más significativos para el manejo del riser en aguas profundas. Tienen una influencia importante en el comportamiento del riser particularmente en el modo desconectado.



Figura 49. Oleaje.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

4.2.3 Viento. El viento es aire en movimiento y su velocidad, depende del gradiente de presión. El viento fluye de áreas de mayor presión a menor presión, éste es nombrado por la dirección de la cual proviene, por ejemplo, un viento del Norte sopla, valga la redundancia, desde el Norte. La velocidad del viento generalmente se incrementa con la altura sobre la superficie terrestre.

El movimiento constante y dinámico del océano es más intenso y visible en la superficie, esto es consecuencia de los vientos, tienen influencia en las olas y corrientes oceánicas. Los vientos están influenciados por el calor generado por el Sol.

El aire caliente, por ser menos denso, se eleva en el Ecuador formando una baja presión. El aire caliente se aleja del Ecuador hacia el norte o hacia el sur, se enfría y se torna más denso y baja, lo que ocasiona un gradiente de presión y otra masa de aire tiene que ser remplazado ocasionando el viento.

Para contabilizar un cambio en la velocidad del viento se utilizan las unidades gusts, las cuales promedian la velocidad del viento sobre el tiempo. Una velocidad de 10 gusts es el promedio sobre un tiempo de 10 minutos, un intervalo de tiempo más corto es un promedio de velocidad de viento más alta, de esta forma, por ejemplo, una velocidad de 1 gusts es más grande que una velocidad de viento de 10 gusts. Se usa la velocidad del viento para calcular la elevación de las áreas que estarán expuestas a él.

Para los equipos de perforación, la velocidad del viento se basa a una altura de 10m sobre el nivel del mar. La velocidad del viento regula, entre otras cosas, la respuesta del riser, la capacidad de los helicópteros para aterrizar, la capacidad de las grúas para operar, la cantidad de tuberías de revestimiento o de perforación que pueden ser apiladas a un costado de la torre y la capacidad del personal para trabajar.

Para el caso de los sistemas riser de perforación el viento genera factores (olas y corrientes) que afectan la respuesta del riser, los cuales como consecuencia tienen impacto en el diseño y operación de los componentes del riser. Los equipos de perforación tienen la capacidad de medir y registrar la velocidad del viento. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.69)

4.2.4 Corriente. Debido a que la perforación en aguas profundas se localiza en zonas con condiciones severas y en tirantes de agua superiores a los 500m, el flujo de corrientes tiene un gran impacto sobre los equipos de perforación. En ocasiones se llegan a tener distintas condiciones de corrientes debido a que pueden pasar por la parte superior un flujo de agua cálido y por la parte inferior un flujo de agua fría. Por ello el perfil e intensidad de la corriente (asociados al equipo) determinan los ángulos superiores e inferiores del riser.

De acuerdo con el API RP 16Q (API. “Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems”. API RP 16Q. First Ed., API,

Washington, 1993.), dice que en el modo conectado de perforación estos ángulos tienen que ser menores de 2° en condiciones estáticas (sin olas) y de 4° en estado dinámico.

El riser expuesto a altas tensiones superiores, tiene una variación dinámica del ángulo en el pie del riser el cual es extremadamente pequeña (típicamente menor de 0.2°). Por lo tanto, un análisis estático determina los ángulos superiores e inferiores del riser.

Es importante que los tensores se instalen en pares que actúen uno frente al otro y estén conectados a un alto acumulador de presión. El aceite hidráulico en el sistema es preferiblemente presurizado por nitrógeno a una presión para liberar la tensión requerida en el riser. (NORSOK Standard prD-001 (2012), Standards Norway, Drilling Facilities, Third Edition. Norway.)

El cuerpo se considera para ser suficientemente delgado y no disturbar el flujo entrante. Puesto que la fuerza de fricción es proporcional al cuadrado de la velocidad actual, la velocidad aumenta la carga de fricción en un factor de 4.

Además, la carga hidrodinámica es directamente proporcional al coeficiente de resistencia (C_d). La opción del coeficiente de resistencia a considerarse depende del régimen del flujo (número de Reynolds).

Por ejemplo, un cuerpo del riser sin equipo de flotación con líneas auxiliares de estrangular, matar y auxiliar induce a un complejo flujo dependiente de las corrientes del cabezal con dirección a las líneas del sistema del riser y de acuerdo con la rugosidad de la tubería.

Un análisis de dinámica computacional de fluidos en 2D (con corriente y corriente + olas) confirma que los valores máximos de los coeficientes de resistencia que son proporcionados por el API RP16Q son realistas para los números de Reynolds que se extienden entre 105 y 106. Los valores siguientes podrían ser considerados como:

- Un valor de $C_d = 2$ para cuerpos sin equipo de flotación.

- Un valor de $C_d = 1.2$ para cuerpos con equipos de flotación de espuma.

El incremento de las velocidades de las corrientes también produce que se incremente la curvatura sobre la longitud del riser por la misma tensión superior, requiriendo incrementar la tensión para mantener los mismos límites operativos. Las altas corrientes también generan vibraciones inducidas por vorticidad que pueden aumentar la carga de fricción y causar altos niveles de daño de fatiga.

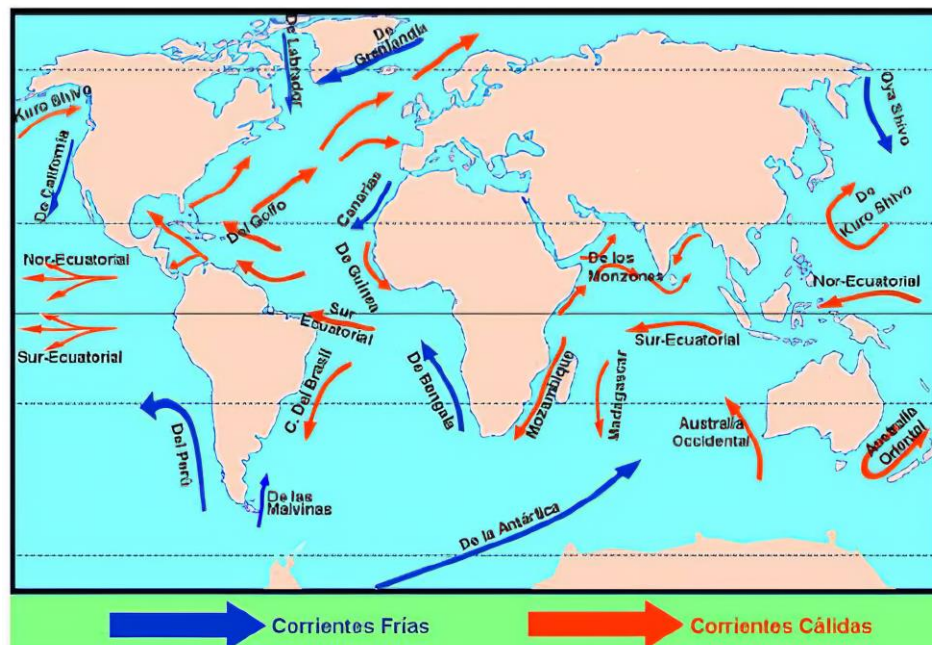


Figura 50. Corrientes Mundiales.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de

<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

4.3 Instalación y Desconexión

Los siguientes puntos ejemplifican la manera en que debe de ser manejo el riser durante su fase de instalación y que criterios también deben ser tomados en cuenta en caso de ser necesaria su desconexión. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.72)

4.3.1 Secuencia de instalación del conductor, TR superficial, cabezal, BOP, LMRP y Riser. Previo a la colocación del riser se tiene la secuencia de instalación de la manera siguiente, primero el conductor de 30” junto con la base guía, posteriormente se instala la TR superficial de 20”, sobre la TR se coloca el cabezal y se despliega subsecuentemente el conjunto de preventores (BOP), el conjunto inferior del risers (LMRP) y el riser de perforación respectivamente.

Al correr el conductor se generan grandes desplazamientos con posibles choques con el piso de perforación y tensiones de flexión, especialmente cuando se cuelga rígidamente en los deslizadores. Por lo tanto, las corrientes y oleajes limitantes en el ambiente deben ser identificados. Tres configuraciones requieren un especial análisis: zona de oleaje, cercanía del lecho marino y conductor instalado. La parte más crítica de la instalación es cuando el conductor se está corriendo a través de la zona de oleaje.

Los problemas principales encontrados con respecto a la corrida de TR superficial de 20” son, cargando la TR y la sarta de perforación cuando se está sostenido en las cuñas, así como la flexión de la sarta de perforación en la conexión con la TR.

La técnica del control de desviación del equipo se puede utilizar para facilitar la corrida del conductor/TR, permitiendo que el equipo se desvíe al sentido de la corriente, de manera controlada, mientras que se despliega el conductor o la TR. Cuando el conductor/TR alcanza una profundidad donde las corrientes son bajas, la desviación del equipo se puede detener, para permitir la instalación del conductor o TR en el pozo. Esta técnica se puede analizar con las corrientes y oleaje para identificar la operación de esta actividad. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.72)



Figura 51. Secuencia de Instalación.

Adaptado de Manejo de riser de perforación (2009). Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

4.3.2 Preparación del riser. Antes de instalar el riser es necesario determinar su longitud, la cual es en función del número de uniones seleccionadas, de los componentes, etc. También es necesario realizar una inspección del cuerpo del riser, de las líneas auxiliares, equipo de flotación y asegurarse que las líneas auxiliares estén colocadas adecuadamente.

Se debe verificar que los mecanismos de sello estén instalados, que opere adecuadamente la araña del riser, remover la caja y/o los pernos protectores e inspeccionar el agujero del riser y las líneas auxiliares para asegurarse de que no existen obstrucciones. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.73)

4.3.3 Corrida del riser. La selección de un procedimiento en particular depende del equipo específico a bordo del equipo de perforación, de la experiencia del personal o del operador.

El sistema del riser debe ser analizado y monitoreado apropiadamente para tener un desempeño seguro y confiable. El grado del análisis debe ajustarse a la severidad de las condiciones ambientales y de operación.

El análisis detallado de la verificación del riser debe realizarse con datos reales del pozo (es decir, datos meteorológicos, perfiles actuales, características de la plataforma, etc.) y debe ser

verificado por un organismo competente de terceros. Los parámetros que afectan la situación de tensión del riser durante la operación deben ser recolectados y evaluados frecuentemente para proporcionar una posición óptima del equipo que minimiza los efectos de las cargas estáticas y dinámicas. (NORSOK Standard prD-001 (2012), Standards Norway, Drilling Facilities, Third Edition. Norway.)

Los instrumentos para la supervisión del riser incluyen: indicadores del ángulo del riser, indicadores de la posición del agujero, manómetros de presión de los tensionadores y sistemas de monitoreo. (API. “Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems”. API RP 16Q. First Ed., API, Washington, 1993).

Los siguientes pasos incluyen las operaciones para el procedimiento de instalación.

I. Antes de levantar el BOP de la estructura de la araña, los controles del BOP deben colocarse en posición de instalación y debe verificarse el conector del riser. Los controles no deben operarse hasta que el conjunto esté en su posición de instalación determinada.

II. La primera sección del riser generalmente dos tramos arriba del BOP debe ser lo suficientemente larga para permitir la instalación dentro del agua sin detenerse. Cuando el BOP está en el agua, se amortigua su movimiento.

III. La conexión del riser se debe realizar de acuerdo a los procedimientos recomendados por el fabricante. Se debe verificar la conexión y precarga de cada acoplamiento antes de utilizarlo como un elemento de tensión. Las herramientas de conexión y desconexión deben calibrarse frecuentemente para proporcionar la precarga adecuada al acoplamiento del riser.

IV. Asegúrese de que la araña del riser está colocada apropiadamente en su lugar y soportando el riser, antes de remover la herramienta correspondiente. Se debe considerar al gimbal cuando se tengan momentos de pandeo considerables sobre el acoplamiento.

V. A medida que se van añadiendo cuerpos de riser a la sarta, se deben probar con presión a intervalos regulares las líneas de estrangular y matar, así como las correspondientes líneas auxiliares (normalmente cada cinco tramos). Las líneas de estrangular y matar se deben llenar con agua, mientras que las líneas del sistema de control se deben de llenar con fluido de control.

VI. El número y longitudes correctas de tramos cortos de riser se deben instalar de tal manera que, al nivel medio del mar, con el BOP colocado sobre el cabezal, el barril exterior de la junta telescópica deberá estar lo suficientemente arriba de su media carrera para absorber la carrera causada por el movimiento del equipo de flotación.

VII. La junta telescópica colocada en posición de mínima carrera y asegurada, debe estar en el último tramo de la sarta del riser y el barril exterior debe estar colgado de la araña. En la mayoría de los equipos, el BOP se asienta con la junta telescópica en posición de mínima carrera y asegurada, la longitud adicional de la sarta la proporciona la instalación temporal de un tramo extra de riser (conocido como tramo de instalación) arriba de la junta telescópica.

VIII. El desviador de flujo se instala de tal manera que la junta telescópica pueda ser liberada de sus seguros y extendida a toda su carrera hasta prepararse para instalar el BOP en el fondo del mar. La zapata del barril interior y los seguros que sujetan la unión entre los barriles interior y exterior deben estar diseñados para soportar el peso flotado del BOP y del riser, así como también de las cargas generadas por efectos dinámicos.

IX. El riser, soportado por el gancho instalado en el tramo de instalación, se debe bajar lo suficiente para permitir que las líneas tensionadoras del riser sean afianzadas al barril exterior de la junta telescópica. Los tensionadores del riser se deben ajustar para reducir la carga al gancho mientras se soporta la junta telescópica. En este punto, el BOP está en posición de ser instalado.

4.3.4 Suspensión de la perforación por problemas con el riser. Si las condiciones ambientales empeoran o algún componente falla, la operación de perforación debe suspenderse. Si la situación no es lo suficiente crítica para ordenar la desconexión del riser, entonces se recomienda llevar a cabo los siguientes pasos: (API. “Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems”. API RP 16Q. First Ed., API, Washington, 1993.)

I. Se debe monitorear el ángulo de la junta flexible inferior, la compensación de la unidad flotante, la densidad del fluido de perforación y la tensión del riser.

II. Si el ángulo medio de la junta flexible es superior a los 3 grados y no puede ser corregido mediante el ajuste de tensión en el riser y la compensación del equipo, entonces deben hacerse los preparativos para suspender cualquier tipo de operaciones que involucren el movimiento de la tubería dentro del pozo.

III. Si las condiciones continúan empeorando, se debe llevar a cabo un proceso apropiado para permitir la desconexión controlada del riser (se abordará posteriormente).

Algún tensionador hidráulico puede fallar por el mal funcionamiento del sistema hidráulico o por el rompimiento de una línea tensionadora. Si un tensionador falla, el personal de operación debe seguir paso a paso un procedimiento planeado previamente por el fabricante.

Cuando un tensionador falla, se deben suspender inmediatamente las operaciones de perforación hasta que se hagan los ajustes de tal manera que se pueda continuar con seguridad. Se deben seguir los pasos descritos a continuación para determinar el procedimiento a seguir.

I. Se deben continuar las operaciones de perforación, si es que se tiene capacidad en los cilindros hidráulicos de las unidades restantes en servicio, después de aumentar los requerimientos de tensión. Siempre se debe mantener suficiente tensión para absorber la pérdida repentina de tensión de un tensionador adicional ya sea sencillo o doble.

II. Si no se pueden reunir los requerimientos del paso anterior, entonces se debe permanecer con las operaciones de perforación suspendidas y con el riser conectado al BOP. Se debe dar suficiente tensión a los tensionadores para prevenir el pandeo del riser mientras se previene la pérdida de un tensionador adicional. Si la capacidad de los tensionadores no es suficiente, se debe circular el fluido de perforación en el interior del riser para reducir la tensión requerida.

III. Si las condiciones empeoran, se debe desconectar y colgar o recuperar el riser.

Otro problema que se presenta durante la perforación es la pérdida de flotación, la cual puede ser ocasionada por la fuga de aire de los contenedores o porque los módulos de espuma sintética están siendo operados a una profundidad diferente para la que fueron diseñados.

La pérdida de flotación produce una reducción en la tensión, lo cual incrementa el ángulo de la junta flexible inferior y el esfuerzo de flexión en el sistema del riser.

Si la situación que causa la suspensión de las operaciones de perforación se vuelve más severa, de tal forma que no pueda ser controlada adecuadamente, se realizara un procedimiento de desconexión según sea el caso.

4.3.5 Desconexión del riser. El procedimiento de desconexión puede ser normal o de emergencia.

A). Desconexión normal

El ángulo de la junta flexible inferior se debe monitorear continuamente. Ajustando la tensión y el posicionamiento del equipo, se intentará mantener lo más bajo posible el ángulo de la junta

flexible para facilitar la liberación del conector del riser y reducir la tensión a un valor ligeramente por encima del peso de colgamiento del riser y LMRP.

Si el tiempo lo permite, es preferible que el riser sea desconectado del conector, permitiendo a los tensionadores del riser levantarlo por encima del BOP. Después de desconectarlo, debe moverse el equipo de la localización y deben aflojarse las líneas guía para prevenir el movimiento ascendente y descendente del riser y del LMRP por encima del BOP. Si las condiciones lo permiten, el riser y el LMRP pueden retirarse y almacenarse en el equipo. De otra manera, el riser se debe subir tanto como sea posible y colgarse.

Después de la recuperación, el riser es limpiado con agua dulce, inspeccionado visualmente, reparando (en su caso) y almacenado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.77)

B). Desconexión de emergencia

La desconexión de emergencia se realiza cuando el equipo pierde su capacidad de mantener la posición sobre el cabezal del pozo, debido a la falla del sistema de posicionamiento dinámico o debido a la falla en el sistema de anclaje. En este caso los grandes movimientos del equipo pueden causar el ligero choque de la junta telescópica o de los tensionadores y dañar subsecuentemente al equipo y al riser.

El clima extremo puede también requerir la desconexión de emergencia. Los procedimientos de desconexión de emergencia son específicos para cada equipo, operación en curso y arreglos del BOP. El equipo se debe equipar de un sistema de anti-recoil para absorber el impacto del desequilibrio repentino de fuerzas en el riser. Debe ser realizado en un plazo de 30 a 50 segundos para prevenir daños graves al equipo, al riser o al sistema del pozo. La desviación

límite del equipo para la desconexión, la define el límite rojo del reloj, por medio de cual se manejan las operaciones del riser durante la perforación.

La tensión en la TR, el diferencial de ángulo de la junta flexible inferior, las capacidades de carga en el sistema del cabezal submarino y la tensión del riser son algunos de los criterios que pueden determinar el límite rojo. El equipo también tendrá otros límites como las operaciones normales llamadas límite o círculo azul, así como para operaciones intermedias (durante la perforación), círculo amarillo. Estos círculos son parte importante del procedimiento de la desconexión de emergencia. (KAVANAGH Kieran/MCS International, Michel Dib/MCS International, Erin Balch/MCS International, Paul Stanton/CSOAEI, “New Revision of Drilling Riser Recommended Practice (API RP 16Q)”, OTC 14263, Houston, Texas U.S.A., Mayo 2002).

4.3.6 Temporada de perforación. Generalmente las operaciones de perforación en los meses de invierno pueden necesitar requisitos particulares de diseño en el riser y el sistema del cabezal. Ya que se presentan corrientes más severas las cuales generan niveles más altos del daño de fatiga por el VIV.

La curvatura del riser y los ángulos de la junta flexible también aumentan como resultado de períodos largos de tiempo no productivo de perforación, las operaciones del equipo se prolongan y el daño de fatiga del cabezal del pozo se incrementa posteriormente.

Generalmente las operaciones de perforación para los meses en verano pueden reducir los requisitos de diseño del riser y del sistema del cabezal, aunque la viabilidad de tal acercamiento se puede limitar por los contratos de los equipos de perforación y los horarios de desarrollo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.78)

4.4 Operación

Durante la operación del riser es necesario tener las bases de los parámetros que se ven involucrados. Los siguientes elementos muestran los puntos clave que deben tomarse en cuenta durante su operación y con ello mantener una perforación óptima. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.79)

4.4.1 Modos de operación. En las operaciones de perforación costa fuera normalmente se manejan 3 modos de operación del riser los cuales son: (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.79)

A). Modo de perforación (conectado)

El modo de perforación es aquella combinación de las condiciones ambientales y del pozo en la cual todas las actividades normales de perforación se pueden llevar a cabo con seguridad. Éste es el modo de operación para el cual los esfuerzos de Von Mises se deben mantener por debajo de $2/3$ de cedencia. Las situaciones siguientes deben ser consideradas:

- Conectar el riser con el equipo a través de la junta telescópica y del sistema tensionador.
- Llenar el riser con lodo de máxima densidad permisible.
- Mantener todas las líneas auxiliares bajo presión máxima simultáneamente.
- El espesor de pared de la tubería principal debe ser 5% menor que la nominal (como tolerancia).
- Considerar la disminución del espesor de pared debido a la corrosión.
- Tomar en cuenta la pérdida de flotación debido a la absorción de agua en el equipo de flotación.

B). Modo de no perforación (conectado)

En este modo las operaciones de perforación que se llevan a cabo son, la circulación y el viaje de la tubería de perforación. La tubería de perforación no presenta rotación.

C). Modo de colgamiento (desconectado)

En este modo la tensión axial fluctuante debe seguir siendo positiva por los movimientos del equipo para evitar que se afloje o se dé un pandeo dinámico del riser.

Para cumplir este criterio, el peso aparente del riser colgado debe ser mayor que la amplitud máxima de variaciones de tensión en cualquier punto. Se debe considerar lo siguiente:

- Desconectar el riser del cabezal del pozo con el BOP y LMRP suspendidos en el extremo inferior del riser.
- Llenar el riser y las líneas auxiliares de agua de mar.
- Las líneas auxiliares se deben mantener sin presión (sin presión hidrostática).
- El espesor de pared de la tubería principal debe ser 5% menor que la nominal.
- Considerar la disminución del espesor de pared debido a la corrosión.
- Tomar en cuenta la pérdida de flotación debido a la absorción de agua en el equipo de flotación.

Durante la fase de diseño, los cálculos iterativos se hacen entre los tres modos para optimizar la estructura. El espesor de pared de cada sección del riser se modifica para cumplir los criterios en el modo conectado mientras que el cociente de flotación del riser se ajusta para asegurarse de que ninguna compresión dinámica ocurra en el modo desconectado.

Si las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura en el modo de no perforación conectado, el riser se desconectará del LMRP para evitar el posible daño al equipo superficial o submarino.

Otros criterios para la determinación de los límites durante condiciones de perforación y no perforación son los siguientes:

- Las tensiones de Von Mises del riser y del conductor deben ser menores a los específicamente permitidos.
- El recorrido máximo de la junta telescópica no debe ser excedido.
- La capacidad del conector del cabezal del pozo no debe ser excedida.
- La fuerza del conector del riser no debe ser excedida.
- Las capacidades del conector del BOP y LMRP no deben ser excedidas.

4.4.2 Criterios de operación. Un conjunto de criterios operativos se debe tomar en cuenta por cada contratista de perforación sobre las bases de un equipo y pozo. También se elaboran las limitaciones documentadas de un conjunto de procedimientos con el fin de mantener un manejo óptimo del riser. El manejo del riser como se indicó previamente se puede dividir en varias áreas cuyo objetivo es determinar solamente las tres funciones claves (operatividad, colgamiento y corrida, así como recuperación), con la mayor atención puesta en las operaciones de conexión y desconexión (A.S. WESTLAKE and K. Uppu, “Enabling Solutions for Deepwater Drilling Riser Management A Critical Evaluation”, OTC 18646, Houston, Texas, U.S.A., mayo 2007).

A). Modo conectado

Se debe mantener la tensión superior sobre el mínimo, para mantener un margen de seguridad, especialmente con altas densidades del lodo, para prevenir daños al riser provenientes de las variaciones de carga que pudieron permitir que la tensión disminuya por debajo del mínimo. Las condiciones ambientales para las cuales las operaciones deben ser suspendidas deben ser especificadas en el manual de operación del riser.

El incremento de tensión puede tener un impacto significativo en el ángulo del riser de perforación, no obstante, se debe calificar que la adición de tensión también genera incremento de tensión a través del cabezal y dentro del conductor ambas en estado estático y dinámico.

La tensión del riser puede ser también ajustada hacia arriba dentro de los rangos clasificados por los tensionadores y el sistema del riser para ayudar en el control del ángulo del riser y reducir al mínimo la amplitud dinámica asociada; sin embargo, la tensión del riser nunca será reducida por debajo de la tensión mínima vertical dada por el API (API. "Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems". API RP 16Q. First Ed., API, Washington, 1993).

Un conjunto de límites se considera en relación con los ángulos de la junta flexible inferior y del tensionador/junta telescópica. El sistema del riser se puede optimizar para proporcionar suficiente flotación para tomar en cuenta la capacidad del tensionador y el suficiente peso en el agua de tal forma que el riser pueda ser colgado por lo menos en el estado de conexión sin que se llegue a la compresión o choque con el equipo.

Los tensores deben estar diseñados para tener una capacidad de tensión combinada, con el fin de mantener la longitud específica del riser para las plataformas de profundidad de agua especificada, y con suficiente sobre-tirón para levantar el riser y el LMRP con suficiente velocidad en un evento de desbloqueo de emergencia. (NORSOK Standard prD-001 (2012), Standards Norway, Drilling Facilities, Third Edition. Norway.)

Si el sistema del riser se puede optimizar para mejorar los requisitos del pozo y para permitir una cantidad significativa de reserva de tensión superior e inferior de la requerida para la densidad máxima del lodo entonces será posible controlar los ángulos del riser con esa tensión.

Se debe estudiar la posibilidad de utilizar una junta flexible intermedia, la necesidad de supervisar las variaciones de la carga del gancho, y la importancia del adecuado espaciamiento de las uniones del riser (tener en cuenta los desplazamientos del equipo mientras se mantiene el movimiento adecuado de la junta telescópica para el sistema de recuperación).

El ángulo de la junta flexible inferior es controlado principalmente por el ajuste en la tensión superior y la posición del equipo. El desgaste en la junta flexible inferior es dependiente de la tensión de la sarta de perforación ya que ésta determina su fuerza normal. Fuerzas normales altas causan desgaste moderado o severo. Otros factores que afectan el desgaste son la abrasividad en las operaciones de conexión, velocidad de perforación y velocidad de rotación de la sarta de perforación. Un ángulo diferencial de 2 grados o menor se debe mantener para operaciones normales de perforación.

El aumento de tensión superior aplicado al sistema del riser reduce la curvatura en el sistema y por lo tanto influye en el ángulo de rotación tanto en la parte superior como inferior del sistema.

Los límites del riser son los ángulos máximos en la junta flexible inferior para los cuales el daño al BOP o al cabezal del pozo se genera. El límite se basa en la altura del oleaje, velocidad de corriente y compensaciones del equipo, que hacen que el límite de la junta flexible exceda los valores de seguridad.

La pérdida de posición del equipo que se da por la desconexión de emergencia y debe ser considerada mientras se desarrolla el plan de manejo del riser, puesto que ésta requiere la suspensión forzada del riser de perforación con respecto al piso de perforación. El equipo se reposiciona al sentido de la corriente superior (para mejorar el ángulo inferior), a la corriente inferior (para mejorar el ángulo superior) por medio de un cabestrante activo en el equipo.

B). Modo desconectado

La desconexión del riser debe ocurrir solamente después de la evaluación cuidadosa de todas las alternativas debido a las consecuencias posibles del equipo y del pozo. Se pueden requerir muchas horas del manejo de tubería para asegurar el pozo, excepto en emergencias. La desconexión del riser debe realizarse cuando el ángulo es probable que exceda de 6 grados, después de que el pozo es asegurado. El colgamiento ligero o pesado se puede utilizar después de las desconexiones del riser. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.83)

Con el colgamiento pesado, el riser se apoya directamente en los pernos de la araña (sin la junta telescópica). El movimiento del equipo se transmite directamente al riser y puede inducir tensiones dinámicas en el extremo superior del riser lo suficiente para poner al riser en compresión efectiva. Esto lleva a necesitar un cociente de flotación cerca del 80-85%. Su valor exacto depende del operador de amplitud de respuesta (RAO) del equipo que varía con el tipo de equipo (barco perforador de posición dinámica, semi-sumergibles).

En el colgamiento ligero, el riser se suspende de los tensionadores y el movimiento transmitido al riser se reduce grandemente. Así el cociente de flotación se puede aumentar significativamente (hasta un 95%) permitiendo una reducción correspondiente en la tensión superior, pero lleva a un aumento del diámetro del equipo de flotación. La selección del tipo de colgamiento está en función a las condiciones ambientales existentes.

El cociente de flotación del riser necesario para evitar inducir la compresión dinámica en el extremo superior del riser, depende del modo de colgamiento elegido (colgamiento pesado o ligero).

Por lo tanto, la estructura del riser puede ser perceptiblemente diferente en términos de la tensión superior y del equipo de flotación, dependiendo del modo de colgamiento que se tenga.

Como cualquier sarta será solamente desplegada o suspendida, si existe una ventana adecuada del clima. Para la situación de colgamiento de emergencia la sarta del riser tiene que ser diseñada para la condición máxima de operatividad en conexión.

Es difícil cuantificar un conjunto de límites que permitan a la sarta del riser ser desplegada o colgada en condiciones ambientales sin el diseño original del sistema; sin embargo, algunos puntos son mencionados a continuación:

- Desviarse mientras se corre.
- Reducir la fricción en el riser.
- Soporte vertical con el piso de perforación.
- Soporte del arreglo.

La reducción de fricción en el riser es posible con la optimización del posicionamiento del equipo de flotación en el riser y o el despliegue de los carenados, para reducir la fricción hidrodinámica sobre la sección superior de cualquier sarta del riser. Por el tiempo crítico que lleva a los carenados correrse lleva a menudo la decisión de no correrlos y por lo tanto probablemente es mejor intentar y optimizar la posición del equipo de flotación en la sarta.

Durante una tormenta en modo de colgamiento hay varias opciones, el riser puede ser soportado por la araña. Sin embargo, para proporcionar una trayectoria más flexible de carga posterior a la desconexión de emergencia, la junta telescópica se puede sujetar en la parte superior y el riser podrá seguir siendo soportado por los tensionadores y el gancho.

El último arreglo permite que los movimientos del equipo sean desacoplados del riser y así evitar potencialmente el desplazamiento axial del riser y causar compresión en el sistema o excediendo la capacidad de levantamiento del equipo. Esto no soluciona el problema de la carga de corriente en el riser el cual todavía puede, en estas circunstancias, causar la rotación angular

apenas debajo del piso de perforación y del choque potencial con el desviador y el piso de perforación.

Se deben considerar los peligros debido a largos periodos del colgamiento del riser y acerca del choque del riser con el equipo especialmente en oleaje y corrientes altas, mientras que el arreglo del BOP está pasando en la zona de oleaje, para esto se deben de establecer los límites de corrientes y oleajes superficiales u operación. La técnica de control drift-off se usa como medio de despliegue cuando la corriente superficial es alta.

Se evita transferir la carga repentina tanto a los tensionadores como al BOP y se debe considerar la recuperación o desconexión. El colgamiento ligero se presenta como un medio alternativo para colgar el riser en caso de que una tormenta se avecine repentinamente dejando poco o nada de tiempo para recuperar el riser.

Las ventajas obtenidas, sobre el colgamiento pesado, podrían ser la reducción de cargas en el equipo y las variaciones de tensión del riser. El equipo usado para permitir el colgamiento ligero es solamente el sistema tensionador o un sistema combinado del tensionador y compensador de movimiento, dependiendo de si está o no el BOP conectado al riser durante se desconexión.

4.4.3 Flotación. Algunos aspectos en la operación del riser pueden ser mejorados variando la configuración del equipo de flotación. (Dr HOWELLS Hugh and BOWMAN Jonathan, “Use Of New Technologies For Optimum Drilling Riser Configuration In Deep Water”, 2H Offshore Engineering, Aberdeen, June 1997). Los aspectos claves que se considerarán son los siguientes:

I. Curvatura del riser

Evitar el uso del equipo de flotación para disminuir la curvatura del riser y por lo tanto los ángulos de la junta flexible en regiones con altas cargas de corrientes. La distribución óptima de flotación a través de la columna de agua puede ayudar a reducir la curvatura.

II. VIV

La separación del equipo de flotación y de los cuerpos pueden reducir los niveles del daño de fatiga generados por las vibraciones inducidas por vorticidad. Usando un perfil de superficie se puede también generar una reducción en el daño de fatiga.

III. Colgamiento

Manteniendo el equipo de flotación debajo de la zona de oleaje se reduce al mínimo la carga lateral en el riser y se puede incrementar las condiciones límites del colgamiento;

Las siguientes configuraciones de distribución del equipo de flotación pueden ser consideradas:

I. Todos los cuerpos principales del riser son equipados con equipos de flotación.

II. Algunos cuerpos principales en la parte inferior del riser no tienen equipos de flotación.

La segunda configuración tiene los siguientes efectos:

- Requiere menos equipo de flotación (solamente un diámetro más grande).
- Distribución uniforme de tensión a lo largo del riser.
- Mejor comportamiento en el modo desconectado.

La desventaja principal de esta estructura es el incremento de carga de tensión en el conector. Así, la clase de conector es el factor de limitación. El riser se debe diseñar preferiblemente con todos los cuerpos equipados con equipo de flotación.

4.4.4 Fluido de perforación. El fluido de perforación nos proporciona la estabilidad y limpieza en el pozo. Por medio de su densidad se evita el colapso o filtración de fluidos provenientes de la formación. El riser se debe diseñar con la densidad máxima del lodo que se determine para el control del pozo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.86)

Para el cálculo de las densidades del fluido de perforación, se debe tener en cuenta el Margen del Riser para los cálculos del Well Control Subsea. El margen del Riser, es descrito con la siguiente ecuación, considerando un incremento en el peso del lodo para compensar la presión del fondo del pozo en caso de accidentes, desconexiones o fallas a nivel del mar cercanos al equipo de BOP en el lecho marino.

$$Prm = ((L * \rho_{df}) - (Dw * \rho_{sw})) / (D - L) \dots\dots\dots (1)$$

Donde;

pr_m es el Margen de Riser, en lpg

ρ_{df} es la densidad del fluido de perforación equivalente a la presión de la formación, en lpg

ρ_{sw} Es la densidad del agua de mar, en lpg

L es la longitud del riser desde la BOP hasta el piso del taladro, en pies

D es la Profundidad Vertical Verdadera del pozo, en pies

DW es la profundidad del agua, en pies

Para un riser en tirantes de agua de 3048m (10 000 pies), un aumento de 0.12gr/cm³ (1ppg) de densidad del lodo induce a lo siguiente:

- Aumento en el espesor de pared de la tubería principal.
- Aumento en el diámetro del equipo de flotación.
- Aumento en la tensión superior.

Por lo tanto, puede ser posible aumentar la capacidad del tirante de agua del riser reduciendo el rango de densidad del lodo. Por ejemplo, el tirante de agua de un riser se puede aumentar en 305m (1000pies) apenas reduciendo la densidad máxima del lodo por 0.12 gr/cm³ (1ppg).

4.4.5 Curvatura. Mientras que el tirante de agua aumenta la curvatura sobre la longitud del riser de perforación, aumentara en un mismo nivel de tensión superior. Niveles de tensión más alta son necesarios para mantener la misma curvatura que en aguas someras, o las ventanas operativas de manejo dependientes de la junta flexible se reducen. (Dr HOWELLS Hugh and BOWMAN Jonathan, “Use Of New Technologies For Optimum Drilling Riser Configuration In Deep Water”, 2H Offshore Engineering, Aberdeen, June 1997)

Las altas velocidades de las corrientes consideradas en muchos desarrollos en aguas profundas también producen curvaturas más grandes del riser debido a la misma tensión superior, requiriendo incrementar la tensión para mantener los mismos límites de operación. Las velocidades de corrientes grandes también generan las vibraciones inducidas por vorticidad que pueden aumentar la carga de fricción y causar altos niveles de daño de fatiga.

El aumento del diámetro causa un aumento en la carga lateral en el riser y por lo tanto un aumento en la curvatura. Por lo tanto, el uso del equipo de flotación cuando se aplica adecuadamente puede reducir la curvatura grandemente.

4.4.6 Colapso. La disposición de la resistencia de colapso adecuada puede tener un impacto en los requisitos de diseño del cuerpo del riser para mayores tirantes de agua. La pérdida repentina del fluido en el espacio anular en la parte alta del pozo puede generar que se vacíe el riser.

El riser debe tener la resistencia adecuada al colapso debido a la extrema presión hidrostática que puede afectar al arreglo del riser. Se requieren el uso de la válvula de llenado cerca de la base del riser, así como una adecuada selección del espesor de pared de las tuberías e incremento en el grado del material. (Dr HOWELLS Hugh and BOWMAN Jonathan, “Use Of New

Technologies For Optimum Drilling Riser Configuration In Deep Water”, 2H Offshore Engineering, Aberdeen, June 1997.).

4.4.7 Líneas de estrangular, matar y auxiliares. Debido a que las líneas son indispensables para el control de la perforación se deben considerar como elemento clave del riser. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.88). La presión de servicio de las líneas de estrangular, matar y auxiliares influye en la estructura del riser e induce a lo siguiente:

- Incrementa el espesor de pared del cuerpo principal.
- Aumenta la masa del riser.
- Aumenta el diámetro del equipo de flotación.
- Aumenta la tensión superior.

No es posible aumentar el diámetro interno de las líneas de estrangular, matar y auxiliares si no se realizan cambios considerables en la estructura del riser.

4.4.8 Peso aparente del LMRP. El aumento del peso aparente del LMRP permite que el cociente de flotación del riser incremente ligeramente y la tensión superior disminuya ligeramente. El peso aparente del LMRP desempeña un papel significativo en el modo desconectado puesto que reduce el riesgo de compresión dinámica en el colgamiento del riser. Ver la Tabla 3, para 10000pies (3050m) de tirante de agua, a 15000 PSI (103.4MPa) de presión de trabajo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.88)

Tabla 3

Influencia del Peso del LMRP

Peso Aparente del LMRP		
(lbs)	140 000	280 000
(ton)	65	130

Cociente de Flotación	80%	83%
Tensión Superior		
(lbs)	2 600 000	2 500 000
(ton)	1 170	1 130

Nota: Adaptado de Manejo del riser de perforación, (Tesis de Pregrado), México, (2009)

4.4.9 Carga en el conductor. El cabezal submarino y las líneas de flujo sujetas deben resistir la carga del gancho de pesca. Esto genera a menudo el colapso del conductor. El incremento de la tensión inferior del riser, incrementa las cargas de flexión en el cabezal y en el conductor. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.89)

El conductor se diseña convencionalmente para resistir las cargas del árbol de válvulas y las líneas de flujo sujetas. Un diámetro de 30 in se usa generalmente con espesor de pared y grado del material adecuado para adaptarse al nivel de carga del gancho y a la fuerza del suelo.

Cuando las cargas aumentan y la fuerza del suelo reduce, un conductor de 36 in puede ser usado. Sin embargo, la tensión del conductor puede tener una influencia importante en el daño de fatiga transmitido del riser o al sistema del cabezal del pozo. El incremento del diámetro del conductor con el fin de prolongar la vida de fatiga se logra fácilmente, pero la reducción del diámetro para mejorar la fatiga puede ser difícil, mientras que al mismo tiempo proporciona la resistencia adecuada en la carga del gancho. Se usan materiales de alto grado y de diseño plástico para lograr este objetivo.

Por lo tanto, el colapso del conductor se puede generar por la carga extrema del riser de perforación en la línea de anclaje o las condiciones de drift-off (posteriormente explicado). Otra consideración es el tiempo que el riser se sujeta al cabezal del pozo. Asumiendo que un programa de perforación es de 2 meses y se debe permitir la intervención del pozo en una

contingencia, el cabezal debe proporcionar la resistencia de fatiga adecuada contra los movimientos del riser durante un período de cerca de 4 meses.

4.5 Mantenimiento

Con el objetivo de evitar problemas durante el manejo del riser es de vital importancia darle mantenimiento de forma periódica al riser. Los puntos básicos bajo los cuales es necesario poner mayor interés durante la fase de mantenimiento del riser son los siguientes. (KAVANAGH Kieran /MCS International, DIB Michel /MCS International, BALCH Erin /MCS International, STANTON Paul /CSOAEI, “New Revision of Drilling Riser Recommended Practice (API RP 16Q)”, OTC 14263, Houston, Texas U.S.A., mayo 2002).

4.5.1 Requisitos de inspección. El servicio de inspección del riser se realiza con el fin de detectar, cuantificar y evaluar el efecto de desgaste y condición del riser, se recomienda después de su fabricación, primer uso, instalación/recuperación y a intervalos periódicos. El desgaste puede resultar de la acumulación del daño de fatiga, del desgaste de la rotación de la sarta de perforación, cargas de impacto (durante el manejo, corrida, y recuperación) y corrosión. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.90)

Los requisitos para la fabricación posterior incluyen la detección del goteo a través del espesor, detección de goteo en la superficie, la medida del espesor y ovalidad. Los requisitos para el primer uso son determinados por el fabricante.

Durante la instalación/recuperación se requiere una inspección visual periódica. Para las operaciones en grandes tirantes de agua, los métodos usuales de inspección son insuficientes debido a la demanda creciente de altas tensiones en el riser, curvaturas más grandes, tuberías más largas y pesadas, mayores presiones internas, externas y el VIV por corrientes altas.

Para la perforación en aguas profundas, una evaluación preliminar de condiciones debe ser realizada y desarrollar una estrategia para la inspección del servicio. La evaluación preliminar implica la evaluación de los expedientes previos de inspección y el historial operativo, la recopilación de datos ambientales en el sitio en específico y realizar el análisis de fatiga para cada pozo.

4.5.2 Inspección en campo. La inspección y mantenimiento de campo debe ser programada regularmente y ser realizada para todos los componentes del riser. Los procedimientos de inspección deben ser documentados en el manual de operación del riser y deben incluir la inspección visual para la corrosión, grietas y el desgaste en las uniones del riser. Los métodos tales como la inspección de partículas magnéticas o líquido penetrante deben ser aplicados a las áreas críticas con grietas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.90)

El ultrasonido o su equivalente deben ser utilizados para comprobar el espesor de pared del tubo principal. Estas herramientas son convenientes para la inspección en tierra y pueden no ser prácticas en el campo. Por consiguiente, las técnicas alternativas más simples se pueden utilizar costafuera con herramientas de investigación tales como, calibradores, limpieza inteligente con diablo, métodos reflejantes de olas y sensores de fatiga, para identificar los componentes sospechosos, que alternadamente se pueden seleccionar para una inspección convencional detallada en tierra.

Los criterios de inspección se deben seleccionar por acuerdo mutuo entre el operador y el contratista. Las inspecciones deben ser realizadas después de condiciones anormales, pero principalmente por lo menos una vez al año. Como mínimo de frecuencia para la inspección de todas las tuberías debe ser definida en un intervalo más corto en específico para las uniones sujetas a niveles más altos del daño de fatiga, según lo determinado por el análisis del riser y las

juntas flexibles de la parte superior e inferior del riser que están sujetas al nivel más grande de desgaste. Los expedientes se deben guardar para cualquier resultado adverso. La acción remediadora debe ser de acuerdo con la recomendación del fabricante. La soldadura no se permite.

4.5.3 Después de recuperar el riser. Después de la recuperación, el riser debe ser limpiado con agua dulce, examinarse visualmente, mantenerse y almacenarse según las recomendaciones del fabricante. Los tensionadores deben ser examinados de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, los surcos de la polea acanalada deben ser revisados para saber si hay desgaste en las tuberías, barras expuestas a la lubricación y filamentos quebrados en los sistemas de cuerda de alambre.

De particular importancia es la condición de las cuerdas del alambre en los puntos de contacto con las poleas. Los cables pueden necesitar ser cortados y corridos para cambiar los puntos de desgaste. Los requisitos del fabricante se deben también seguir para examinar y mantener la junta telescópica. El barril interno se debe sujetar al barril externo durante el manejo. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.91)

4.5.4 Transporte y almacenamiento. El manejo de las uniones del riser se debe hacer individualmente con el perno final cubierto y los colles lubricados. El riser con equipo de flotación por espuma se deben manejar con especial cuidado especialmente si las grúas son utilizadas para moverlos en vez del equipo automático de manejo y las eslingas deben ser capaces de levantar la junta telescópica ya que podrá ser substancialmente más pesada que otras tuberías del riser.

También las líneas de estrangular, matar y auxiliares no se deben utilizar como accesorios de la eslinga. Las sargas del riser se deben manejar usando soportes de cuña delgada debajo de la

capa inferior y entre las capas sucesivas. Las secciones sin apoyo de las líneas no se deben sujetar al peso de otras sargas. Las sargas con espuma sintética se pueden apilar sin las cuñas. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.92)

4.5.5 Componentes para ser examinados. Para las uniones del riser, todas las soldaduras requieren inspección periódica para las grietas de fatiga incluyendo las soldaduras entre los coples y el cuerpo principal, y las soldaduras a mitad de la longitud de la tubería principal del riser. Las medidas del espesor de pared se deben hacer para determinar cualquier indicio de desgaste o de corrosión. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.92)

Las líneas de estrangular, matar y auxiliares deben ser examinadas, especialmente en las conexiones soldadas ya que están sujetas al VIV y pueden ayudar al cuerpo principal para absorber una cierta carga de fracción. La base de la junta telescópica puede experimentar grietas de fatiga, así como en la tapa donde se colocan la línea de estrangular y matar y en la unión con el anillo tensionador.

El barril superior es también susceptible al desgaste. Se debe examinar el desgaste en el LMRP cerca de la junta flexible inferior. El BOP no está generalmente sujeto a fatiga a menos que se utilice soldadura para modificar el BOP con el propósito de usar equipos de terminación.

4.5.6 Consideraciones generales. La reducción del espesor de pared debe ser evaluada contra las tolerancias especificadas en el API 5L. Esto puede ser debido al desgaste de la rotación de la sarga de perforación y de la corrosión. (BRAVO Vallejo Ignacio Alberto, 2009, p.92)

Tres tipos de reducción del espesor de pared son tratados:

- La pérdida donde la presión de resistencia de la tubería es revalorada, con capacidades de tensión y flexión.

- La pérdida longitudinal que puede afectar la resistencia de la presión, pero no afecta las capacidades de tensión y flexión.
- La pérdida circunferencial que puede afectar la resistencia de la presión, esfuerzos de tensión y flexión, así como la resistencia de fatiga.

Por lo tanto, el espesor de pared mínimo no debe ser menor que el espesor de pared nominal menor del API o la tolerancia del fabricante. Cuando las dimensiones caen fuera de los límites de tolerancia, el riser debe ser reducido a la capacidad normal y se usa en la sección central.

Las grietas por fatiga pueden ser reparadas moliendo y soldando nuevamente; sin embargo, la grieta puede señalar que el riser ha agotado su vida de servicio y que se necesitara una refabricación completa para remover todas las soldaduras y las zonas más afectadas y posteriormente soldar nuevamente.

Para la sección de tuberías consideradas imperfectas debido a la ovalidad, los criterios de colapso pueden ser utilizados para determinar la resistencia de presión externa. Para detectar cuerpos abollados, se aplican criterios de propagación.

5. Características del Offshore Colombiano

El presente capítulo contiene la descripción de algunos proyectos exploratorios en el offshore colombiano, con el fin de documentar las características de las actividades operacionales de perforación costa afuera realizadas en Colombia.

5.1 Pozo Calasu 1

5.1.1 Programa de perforación. La profundidad de la lámina de agua del pozo Calasú 1 es de 2229 metros. La perforación de este pozo está dividida en 8 secciones hasta alcanzar una profundidad final alrededor de 22475 ft medidos desde el nivel del mar. Las 3 primeras secciones perforadas se hacen sin la presencia del riser, y a partir de la sección 4 se hace su respectiva instalación. (Anadarko, Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasu 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), 2014, p.28)

Las primeras 3 secciones de la operación son llevadas a cabo sin la presencia del riser, utilizando agua de mar y lodos base agua como fluidos de perforación. En estas primeras secciones sin riser los lodos y cortes de perforación quedan dispuestos en el lecho marino. Luego de esta primera etapa se montan todos los sistemas de válvulas preventoras (BOP) y el riser sobre el cabezal del pozo. Las siguientes secciones se realizan con la presencia del riser y la utilización de lodos base sintética, que entran en el proceso de recirculación al ser llevados a la plataforma. Una vez alcanzada la profundidad de perforación requerida y asegurado el hueco mediante la camisa de revestimiento y la cementación de cada sección, se realiza el taponamiento de este mediante la colocación de tapones de cemento y/o mecánicos.

En la Tabla 4, se presentan los datos básicos del Pozo Exploratorio Calasú 1.

Tabla 4

Datos Principales del Pozo Calasu 1

Pozo Calasu 1	
Clasificación Lahee	Exploratorio
Bloque	APEM Fuerte Norte
Socios	Anadarko - Ecopetrol
Lugar de Perforación	Mar Caribe Colombiano
Longitud	W= 76° 15' 25.4"
Latitud	N= 10° 27' 11.8"

Nota: Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

La perforación del pozo Calasú 1 se realiza en dos etapas diferenciadas por el uso de distinto tipo de fluido de perforación, como se indica en la Tabla 5.

Tabla 5

Sección y tipo de Fluido durante la Perforación del Pozo Calasu 1

Sección	Tipo de Fluido
36"	Agua de mar
26" x 32"	Agua de mar/ bentonita pre hidratada
26"	Lodo base agua
17½" x 20"	ENCORE (Lodo base sintética)
12¼" x 17 ½"	ENCORE (Lodo base sintética)
12 ¼" x 14 ¾"	ENCORE (Lodo base sintética)
10 ⅝" x 12¼"	ENCORE (Lodo base sintética)
8½"	ENCORE (Lodo base sintética)

Nota: Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

En la Figura 52, se observa el estado mecánico del Pozo Calasu 1, donde se detallan las 8 secciones de la etapa de perforación.

MARKERS	TVD	SS	TVD-RT	Mud	RT	INCL.	Hole Dia.	Casing Program	DBL GELLUD	Est MW	Estimated
							Depth	Csg Spec & Accessories	(PPG)		(deg F)
Mean Sea Level	0 m	25.0									
Mud Line	2229	2254	2254				Top Well head: 3-4m above mud line				39° F (1.417° F/100m)
	2286	2311	2311	0°			Jettied 5 jts 2.311 m-RT 36"-2"-1.6"-1"-WT, X56, Viper 3ST	SEAWATER	8.6		42° F
	2660	2685	2685	0°			26" x 32" UR 2.667 m-RT 2.685 m-RT Top of 16" Liner 28", 0.75" WT, X65, Viper 3ST	SEAWATER 11ppg PAD	8.6		59° F
	3060	3085	3085	0°			26" 3.085 m-RT 22", 1" WT, X80-X56, Viper 3ST	WBM 11.5ppg PAD	11.5		78° F
							17-1/2" x 20" UR	SBM			
	3300	3325	3325	0°			3.325 m-RT 16", 96#, Q-125HP, Hydril 513		9.5		89° F
							12-1/4" Pilot hole 12-1/4" x 17-1/2" UR				
	3875	3900	3900	0°			3.750 m-RT 3.800 m-RT 3.900 m-RT Top of 9-5/8" Liner Top of 11-3/4" Liner 13-5/8", 88.2#, Q125, SLSF	SBM	10.0		116° F
							12-1/4" Pilot hole 12-1/4" x 14-3/4" UR	SBM			
	4885	4910	4910	0°			4.910 m-RT 11-3/4", 65#, P110, SLIJ-II		10.4		162° F
							10-5/8" x 12-1/4" UR	SBM			
	6015	6040	6040	0°			5.940 m-RT 6.040 m-RT Top of 7" Liner 9-5/8", 53.5#, P-110HC, SLSF		11.9		215° F
							8-1/2"				
								SBM			
TOTAL DEPTH	6850	6875	6875	0°			6.875 m-RT 7", 32#, Q-125, SLHC		13.2		254° F

Figura 52. Estado Mecánico del Pozo Calasu 1.

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

- Sección I

Se entierra un revestimiento de 36" de diámetro en el suelo marino por medio de pilotaje/martilleo hasta una profundidad de 2286 m (TVD S), usando agua de mar como fluido para remover sólidos de 8.6 ppg.

- Sección II

Esta sección es perforada con broca de 26" y ensanchada hasta 32", se perfora con agua de mar, al finalizar la perforación a una profundidad estimada de 2660 m (TVD SS), se baja y cementa el revestimiento de 28".

- Sección III

Esta sección es perforada con broca de 26" se perfora con lodo base agua de 11.5 ppg, al finalizar la perforación a una profundidad estimada de 3060 m (TVD SS), se baja y cementa el revestimiento de 22".

- Sección IV

Esta sección es perforada con broca de 17 1/2" y ensanchada hasta 20", se usa lodo base sintética (SBM) de 9.5 ppg, una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 3300 m (TVD SS), se baja y cementa un liner de 16".

- Sección V

Esta sección es perforada con broca de 12 1/4" y ensanchado hasta 17 1/2", se usa lodo SBM de 10.0 ppg, una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 3875 m (TVD SS), se baja y cementa un revestimiento de 13 5/8".

- Sección VI

Esta sección es perforada con broca de 12 ¼", es usado lodo SBM de 10.4 ppg, una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 4885 m (TVD SS), se baja y cementa un liner de 11 ¾".

- Sección VII

Esta sección es perforada con broca de 10 5/8", es usado lodo SBM de 11.9 ppg, una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 6015 m (TVD SS), se baja y cementa un liner de 9 5/8".

- Sección VIII

Esta última sección es perforada con broca de 8 ½", es usado lodo SBM de 13.2 ppg, una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 6850 m (TVDSS), se baja y cementa un liner de 7".

5.1.2 Descripción general de la perforación exploratoria. El sistema de perforación básico empleado en la perforación en tierra o costa afuera es la plataforma giratoria. A continuación, se describen las funciones básicas, las etapas y equipos de una perforación exploratoria. Tres funciones básicas se llevan a cabo durante las operaciones de perforación:

- La fuerza de torsión se transmite desde una fuente de potencia en la superficie a través de una sarta de perforación a la broca.
- Un fluido de perforación se bombea desde una unidad de almacenamiento por la sarta de perforación y retorna hacia arriba a través del anillo. Este fluido traerá hacia la superficie los cortes creados por la acción de la broca en el sedimento, limpiando el agujero y enfriando y lubricando la broca de la sarta de perforación.

- Las presiones sub superficiales por encima y dentro del estrato que contiene el hidrocarburo son controladas por el peso del fluido de perforación y por grandes grupos de válvulas en la superficie.

En la Figura 53, se bosqueja el proceso de instalación del cabezal de pozo.

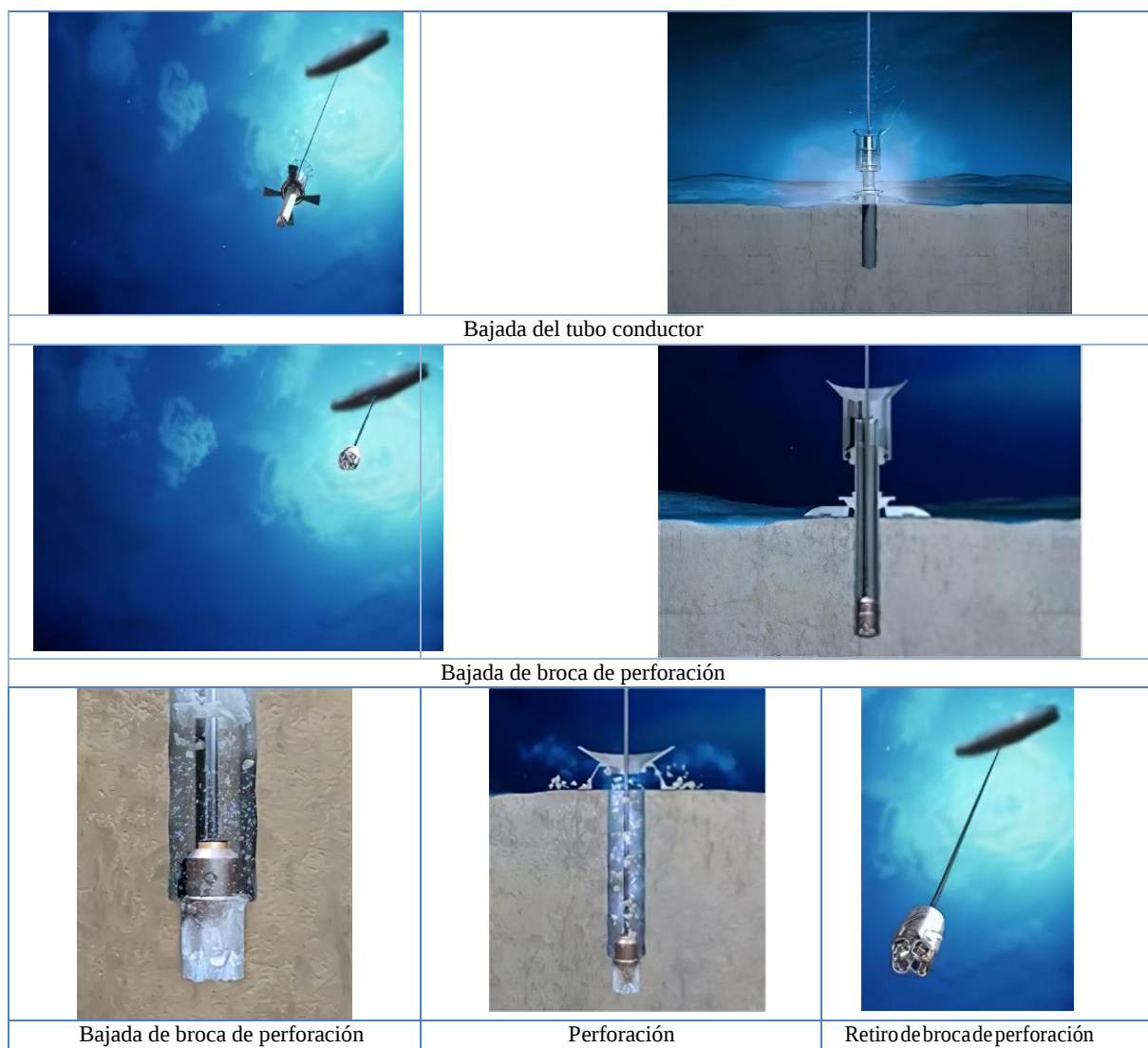


Figura 53. Procesos de Instalación del Cabezal de Pozo

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

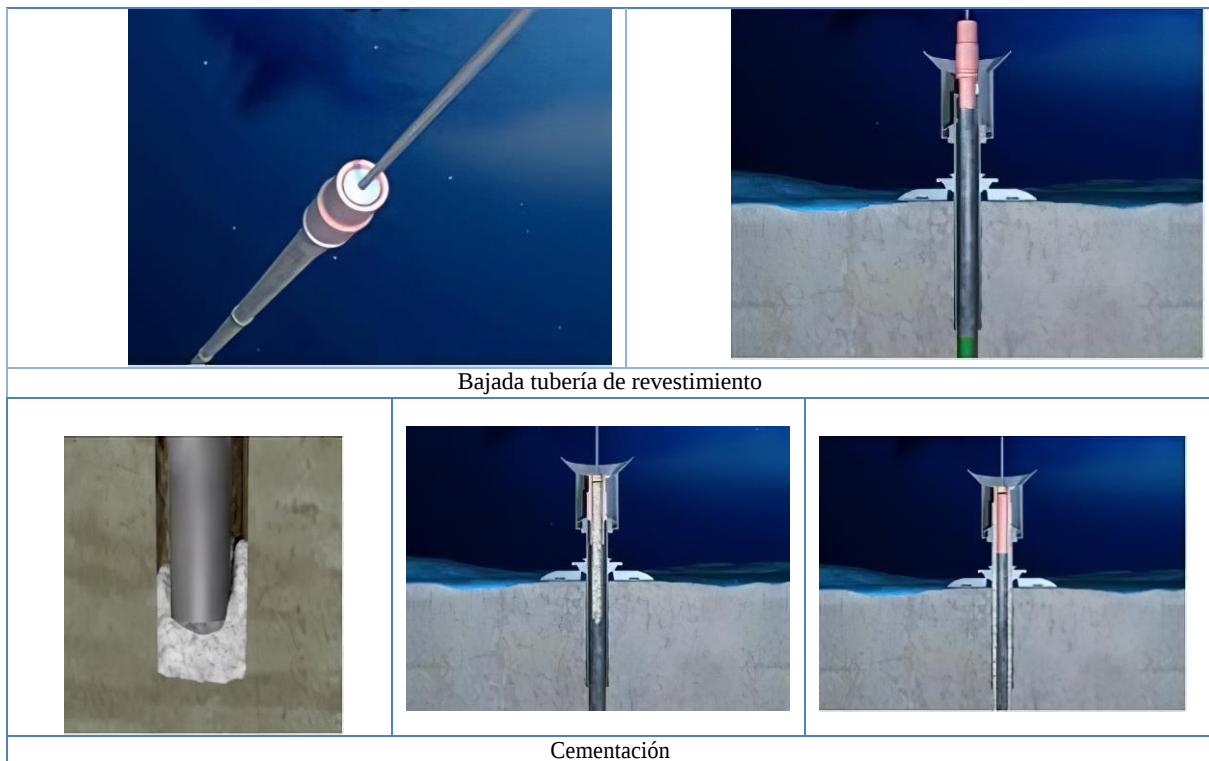


Figura 54. Revestimiento y Cementación.

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

Una vez perforadas las primeras secciones superficiales la operación continua con la instalación del cabezal de pozo. Sus principales funciones son: sostener el BOP (blow out preventer: válvulas preventoras de reventón) y proporcionar una conexión entre el pozo y las líneas en superficie (López y Parra, 2007). El BOP es un conjunto de válvulas preventoras y cierres anulares (spools), directamente conectados al cabezal del pozo, que provocan el cierre de este frente a una surgencia descontrolada cuando el petróleo de las formaciones atravesadas trata de fluir a superficie. Estas válvulas son accionadas mediante dispositivos hidráulicos controlados desde superficie.

La unión entre el BOP y la embarcación de perforación se logra mediante el riser, tubería de gran diámetro en cuyo interior se ubica la sarta de perforación y se realiza la transferencia de materiales desde el fondo marino a las instalaciones de perforación en la superficie del mar y viceversa. Los fluidos de perforación y los cortes viajan a través de él. El riser es tensionado desde superficie para mantener la estabilidad de este. El esquema de trabajo de perforación del pozo contempla la no utilización del riser ni del BOP en las 3 primeras secciones del proceso.

En la Figura 55, se representa el proceso de conexión del riser y el BOP.

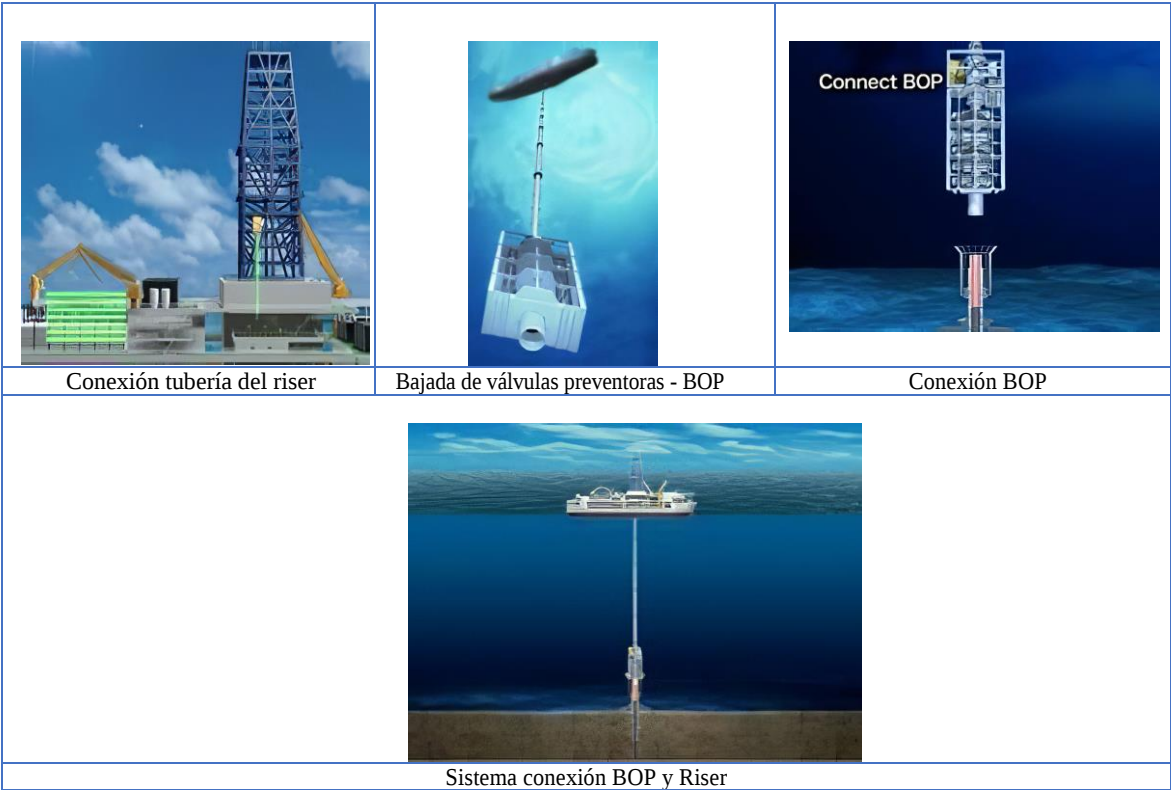


Figura 55. Conexión del Riser y BOP.

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

La sarta de perforación se compone de tubos de diferentes tipos, que se conectan a través de roscas resistentes de perfil cónico. Los tubos miden en promedio 9 metros de largo y cada 9 metros perforados, se conecta a la sarta un nuevo tubo.

La secuencia de las operaciones comienza con la perforación de un hoyo de amplio diámetro y el montaje de una camisa de revestimiento interna. El espacio anular entre el tubo de acero y las paredes del pozo se llena de cemento para dar mayor estabilidad al pozo (cementación). Conforme la perforación avanza y el pozo va siendo profundizado, los diámetros de perforación y las camisas de revestimiento van disminuyendo para facilitar el proceso constructivo.

La camisa de revestimiento es el principal componente estructural de un pozo. Se necesita para:

- Mantener la estabilidad del pozo
- Impedir la contaminación de los fluidos de producción
- Aislar las formaciones productoras de los fluidos de perforación
- Controlar la presión durante la perforación, producción y reparación del pozo

5.1.3 Plataforma de perforación exploratoria. La perforación del pozo exploratorio Calasú 1 se llevó a cabo a través del buque Bolette Dolphin, el cual es operado por Dolphin Drilling Ltd. Es una embarcación de sexta generación o última tecnología, con doble torre de perforación y diseñada para operaciones en aguas profundas lejanas.

En la Figura 56, se observa el Buque de perforación exploratoria marina Bolette Dolphin.



Figura 56. Buque de Perforación Exploratoria Marina Bolette Dolphin.

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014).

El buque de perforación (drilling ship) Bolette Dolphin, opera mediante un sistema de posicionamiento dinámico, éste está compuesto por propulsores de azimut de orientación fija y variable, que funcionan basados en el procesamiento computacional de información de localización, proporcionada por satélite (tipo GPS). El sistema informático del buque controla, de forma permanente, la potencia y la dirección de los propulsores, manteniéndose en un área, sobre la posición deseada, gracias a la integración de una serie de sensores de referencia de posición, sensores de viento y corrientes y girocompases que en todo momento suministran información exacta de la posición, con una precisión de 1 m o menos (Villar, 2012). Todo el sistema está diseñado de tal manera que, durante la operación, el desplazamiento del buque con respecto al punto de perforación sea mantenido dentro de los límites operacionales. (Anadarko, plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasu 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), 2014, p.11)

En la Tabla 6, se presentan las características técnicas específicas del Buque Bolette Dolphin y sus principales equipos.

Tabla 6

Especificaciones Técnicas del Buque de Perforación Bolette Dolphin

Especificaciones
Det Norske Veritas, 1 A1 Unidad de perforación con forma de nave, BIS, E0, DYNPOS-Autro, TALADRO, GRUA, HELDK-SH, COAT-PSPC (B) + Caja de Seguridad CÓDIGO MODU 2009 y las últimas normas y reglamentos aplicables Operaciones internacionales excluyendo ambiente áspero y zonas árticas 12.000 ft de profundidad de agua (equipado para 10.000 ft) 40.000 ft de profundidad de perforación Dimensión principal: 229 m (LOA) x 36 m Dual Derrick (paquete de perforación) Velocidad de tránsito: aproximadamente 12 nudos DP3 Posicionamiento Dinámico - 6 x 5,5 propulsores MW Variable cubierta de carga: 20.000 toneladas métricas BOP:
Nota: Anadarko, (2014). Plan de manejo ambiental específico para el pozo calasú 1, area de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano).

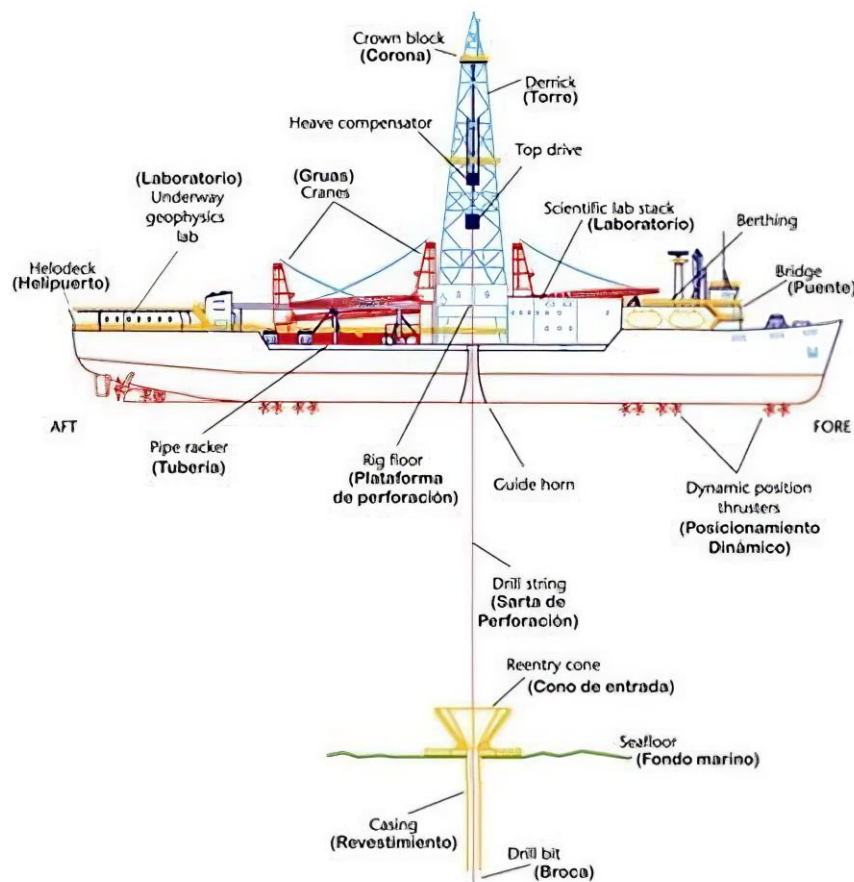


Figura 57. Principales Equipos de un Buque de Perforación Exploratoria.

Adaptado de Plan de manejo ambiental específico para el pozo Calasú 1, área de perforación exploratoria fuerte norte (caribe colombiano), Anadarko, (2014)

5.2 Pozo Orca 1

5.2.1 Programa de perforación. La profundidad de la lámina de agua del pozo Orca 1 es de 674 metros. La perforación se realiza en 6 secciones llegando a una profundidad final alrededor de 15650 ft medidos desde el nivel del mar.

En la Tabla 7, se presentan los datos básicos del Pozo Exploratorio Orca 1.

Tabla 7*Datos Principales del Pozo Exploratorio Orca 1*

Pozo	Orca-01 (vertical)
Clasificación Lahee	Exploratorio – A1
Bloque	Tayrona (AMI-AIPE Jarara)
Socios	Petrobras Colombia Ltd (Operador) (40%) Repsol (30%) Ecopetrol (30%)
Lugar de perforación	Mar Caribe Colombiano
Localización (referencia)	Coordenadas WGS 1984 UTM ZONE 19N
Longitud	W = 71°35'49,21"
Latitud	N = 12°46'57,41"
Lámina de agua (m)	674
Mesa rotatoria	25
RKB (m)	699
Prognosis Objetivo Primario (m)	Superior (Carbonatos): 3785 / 4040 Intermedio (Carbonatos): 4120 / 4185 Inferior (Carbonatos): 4185 / 4375
Prognosis TD (m)	4775
Taladro	Ocean Clipper NS-21

Nota: Petrobras, (2016). Descripción y características técnicas de las actividades de perforación

En la Figura 58, se observa el estado mecánico del Pozo Orca 1, donde se detallan las 6 secciones de la etapa perforación.

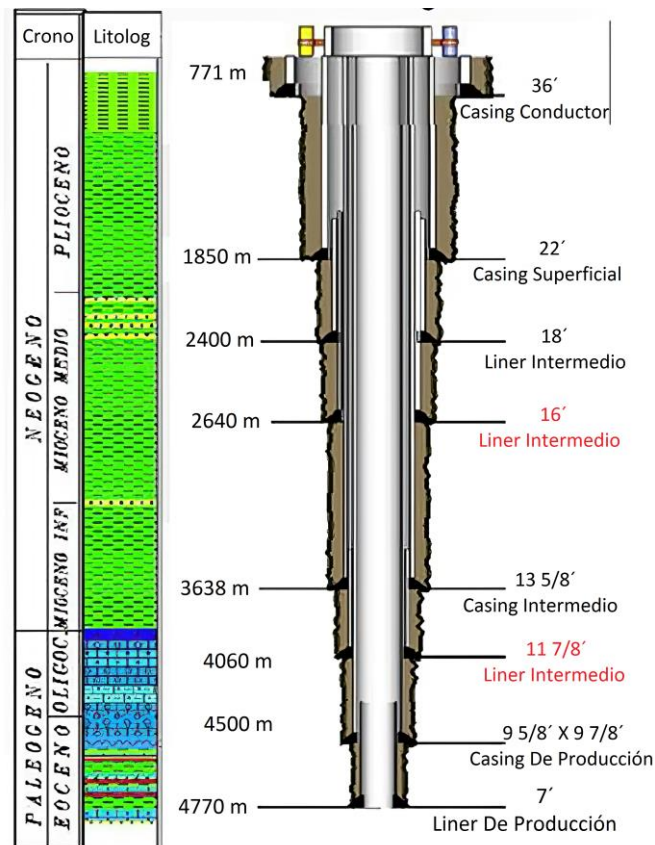


Figura 58. Estado Mecánico del Pozo Orca 1.

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

- Sección I

Esta sección es perforada con broca de 26" y ensanchada hasta 42", se perfora con agua de mar y píldoras viscosas a base de bentonita. Una vez finalizada la perforación a una profundidad estimada de 771 m (TVD SS), se baja y cementa el revestimiento de 36".

- Sección II

Esta fase es perforada con broca de 26", se usa agua de mar y píldoras viscosas a base de bentonita para perforar esta sección y una vez finalizada, es bajado y cementado el revestimiento de 22" a una profundidad cercana a los 1850 m (TVD SS).

- Sección III

Para esta sección se usa una broca de 18" y ensanchador de 22", el lodo empleado es un lodo de alto rendimiento base agua; al finalizar la sección se baja y cementa un liner de 18" a una profundidad estimada de 2400 m (TVD SS).

- Sección IV

Esta sección es perforada con broca de 16½", se utiliza el mismo lodo de la sección anterior se usa un ensanchador de 20" y se baja un liner de 16" a la profundidad aproximada de 2640 m (TVD SS).

Luego de bajar el liner de 16" se perfora con broca de 14 3/4", se utiliza el mismo lodo de la sección anterior; al finalizar la sección se baja y cementa revestimiento de 13 5/8" a una profundidad de 3638 m (TVD SS).

- Sección V

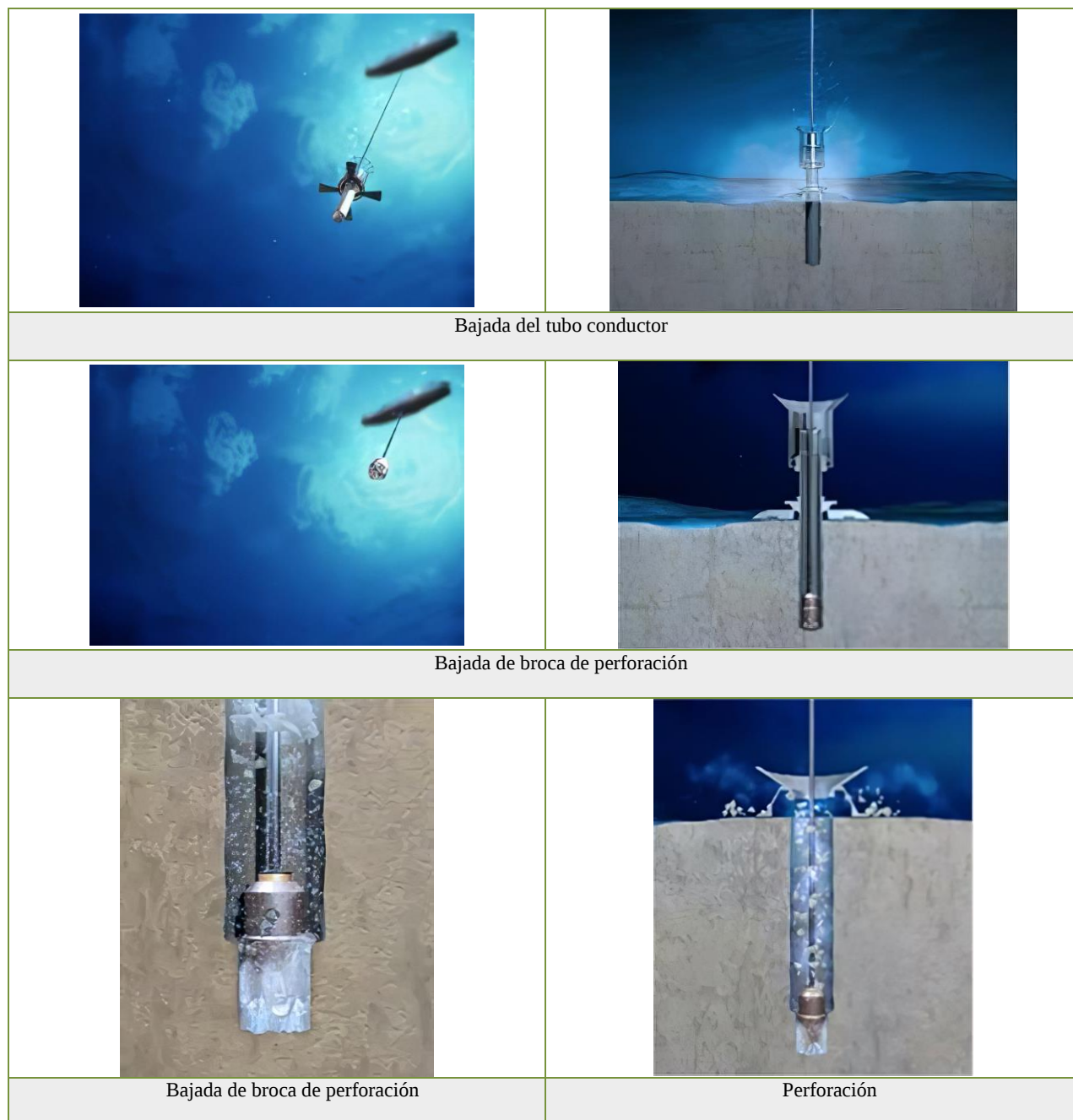
Esta sección es perforada con broca de 12 ¼", se utiliza el mismo lodo de la sección anterior y una vez finalizada, se baja y cementa un liner de 11 7/8" con profundidad máxima de 4060 m (TVD SS). Luego de bajar el liner de 11 7/8" se perfora con broca de 10 5/8", se usa el mismo lodo de la sección anterior y al finalizar la sección se baja y cementa un revestimiento de 9 5/8" a una profundidad cercana a los 4500 m (TVD SS).

- Sección VI

Esta fase se perfora con broca de 8½", se utiliza el mismo lodo de las secciones anteriores, se baja y cementa un liner de 7" hasta una profundidad final de 4770 m (TVD SS).

5.2.2 Descripción general de la perforación exploratoria. Antes del inicio de la perforación de la primera fase con retorno de fluido y cortes a la unidad, se instala el Cabezal de Pozo, que tiene como principal función sostener los demás equipos a ser instalados en el pozo, incluyendo dentro de ellos, el BOP (Blowout preventer) y el riser marino.

En la Figura 59, se puede ver la secuencia de perforación del pozo Orca 1.



**Figura 59.** Etapas de Perforación.

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación, Petrobras, (2016).

El componente de seguridad BOP está compuesto por un conjunto de válvulas, montadas en la cabeza del pozo, proyectadas para permitir su cierre en caso de un eventual influjo indeseable del pozo de los fluidos confinados en los poros de las formaciones, permitiendo la toma de acciones para retomar el control de la operación.

En la Figura 60, se puede ver el montaje de una sarta de perforación acoplada a un Jet CAM.

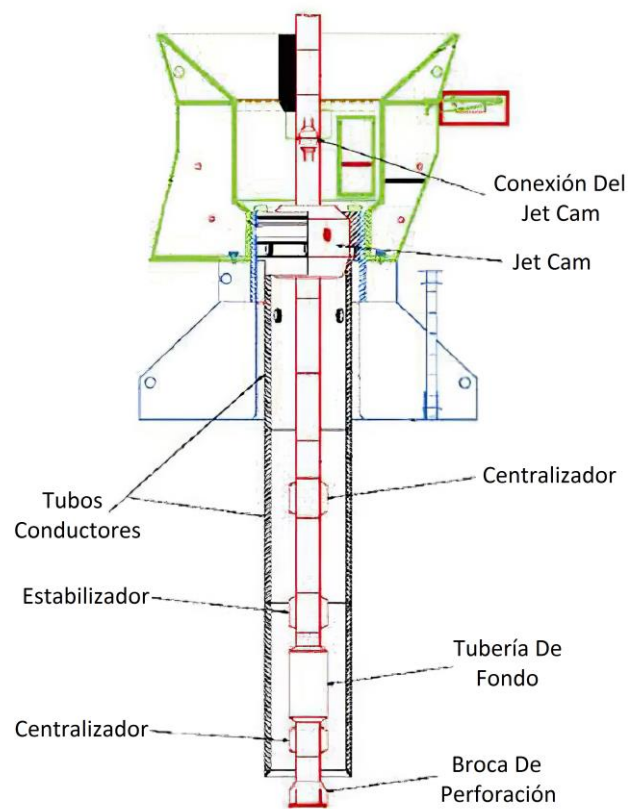


Figura 60. Esquema del Conjunto de Instalación del Tubo Conductor.

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

El riser marino consiste en un tubular de gran diámetro, cuya función es servir de tubo conductor para la sarta de perforación y para el retorno del fluido de perforación a superficie, uniendo la unidad de perforación a la cabeza del pozo, aislando el interior del pozo del ambiente marino.

Después de instalado el riser, la perforación de las demás fases se realiza a través de la rotación y peso sobre la broca y ensanchamiento, aplicados sobre las formaciones en la sub-superficie. El fluido inyectado por el interior de la columna también sale por los Nozzles (boquillas) de la broca.

El movimiento de la sarta de perforación es efectuado por el sistema de levantamiento de carga, constituido por gancho, malacate, corona, polea viajera, seguro y top drive y se realiza en la torre de perforación que posee forma piramidal y altura suficiente para proveer un espacio vertical libre encima de la plataforma de trabajo, permitiendo la ejecución de las maniobras.

La sarta de perforación se compone de tubos de diferentes tipos, que se conectan a través de roscas resistentes, de perfil cónico. Los tubos miden, en promedio, 9 metros de largo y cada 9 metros perforados, se conecta a la sarta un nuevo tubo. El pozo es perforado por etapas (también conocidas como fases), caracterizadas por diferentes diámetros de broca y los respectivos revestimientos utilizados.

La primera fase de perforación consiste en la instalación del tubo conductor utilizando en general la tecnología jetting (Boquillas), que consiste en inyectar el revestimiento estructural con el cabezal submarino de baja presión. En este proceso, el tubo conductor se acopla a la sarta de perforación, a través de la llamada sarta de jetting, compuesta por broca de perforación, estabilizadores, motor de fondo y comandos. Con la inyección de fluido por el interior de la

sarta, el motor de fondo transmite rotación a la broca. La perforación va avanzando a medida que el tubo conductor encamisa el pozo que está siendo abierto.

El proceso es llamado de jetting porque el fluido de perforación es bombeado a través de los Nozzles (boquillas) de la broca, siendo este el agente que más actúa en la desagregación del material que está siendo perforado. En su paso, el fluido acciona el motor de fondo, sale por las boquillas y retorna por el anular entre el tubo conductor y las paredes del pozo, acarreando los cortes generados hacia fuera del pozo. La perforación termina cuando el tubo conductor está totalmente introducido en el hueco abierto por la sarta de ensanchamiento.

La Base Guía Permanente (BGP) es descendida juntamente con el tubo conductor y montada en la superficie del suelo marino.

Concluida la instalación del tubo conductor, la sarta es liberada del Jet CAM y el proceso de perforación sigue adelante, con la perforación de la fase siguiente. A medida que la perforación avanza y el pozo va siendo profundizado, se hace necesario revestirlo con tubos de acero para mantener su integridad. Después de revestido el pozo, la perforación prosigue con broca de diámetro menor. En esta fase no hay retorno de fluido y cortes para la unidad de perforación, siendo los mismos dispuestos en el lecho marino. (Petrobras, Descripción y características técnicas de las actividades de perforación, 2016, p.22)

Después de terminada la perforación de cada fase, se desciende el revestimiento, procediendo a su cementación.

La Figura 61 presenta un esquema simplificado del proceso de perforación.

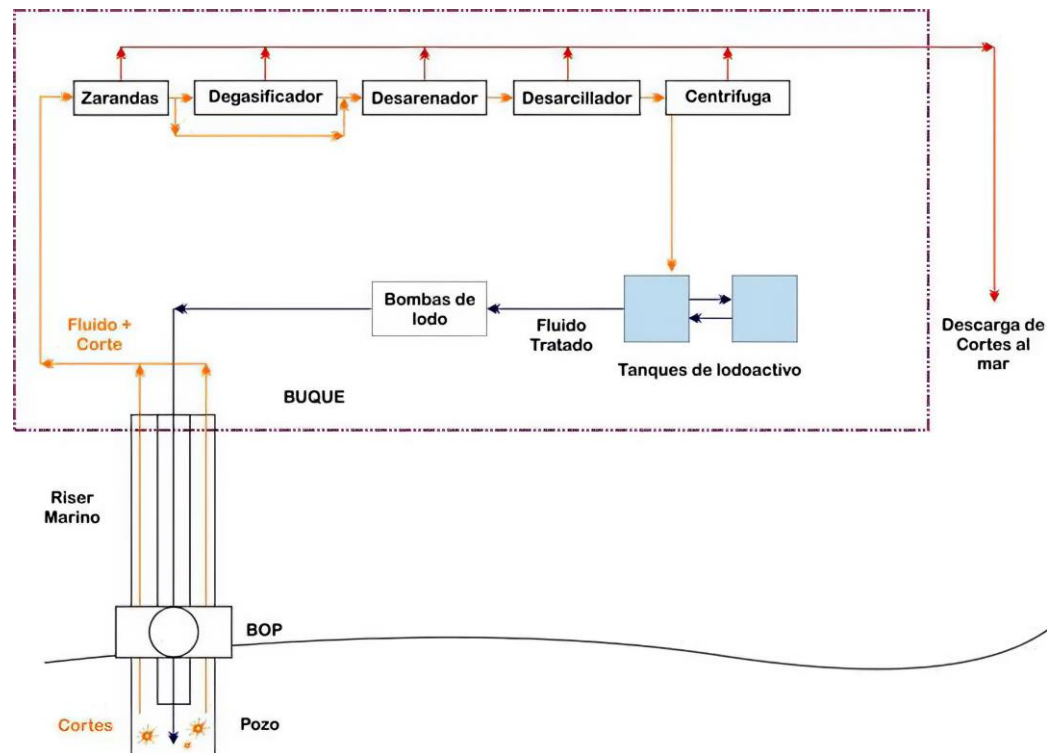


Figura 61. Esquema Simplificado del Proceso de Perforación.

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

La longitud del revestimiento se determina en función de las presiones de poro y de fracturas previstas.

Después de la bajada del revestimiento, se llena total o parcialmente con cemento el espacio anular entre el tubo de acero y las paredes del pozo, fijando el tubo, dando soporte mecánico al pozo, y garantizando el sello hidráulico entre las diversas formaciones.

La cementación del espacio anular se realiza a través del bombeo de una lechada (pasta de cemento) que es desplazada por dentro de la propia tubería de revestimiento. En el extremo inferior del revestimiento, la lechada pasa por una válvula denominada zapata, retornando por el espacio anular entre el revestimiento y las paredes del pozo, hasta que se llena. Después de endurecido, el cemento queda fuertemente adherido a la superficie externa del revestimiento y a

las paredes del pozo. La Figura 62, muestra un esquema genérico de un pozo revestido y cementado.

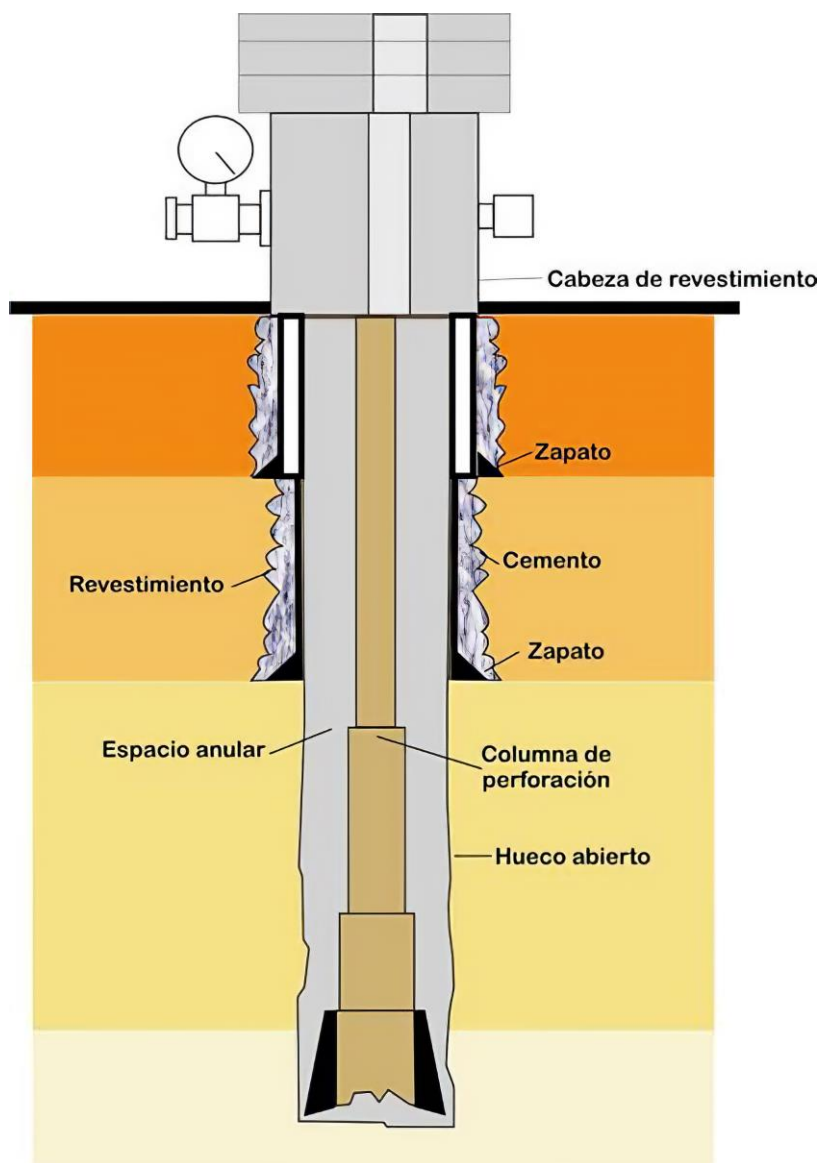


Figura 62. Esquema de un Pozo Revestido y Cementado

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

5.2.3 Plataforma de perforación exploratoria. La torre de perforación está ubicada en el centro del buque, donde una abertura en el casco permite el paso de la sarta de perforación. Este equipo se desplaza de forma autónoma, manteniéndose en el área mediante un sistema DP (posicionamiento dinámico), compuesto por sensores acústicos, propulsores y computadoras, que compensan los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas que tienden a cambiar la posición del buque. Normalmente son utilizados para perforar en aguas profundas.

En la Figura 63, se puede observar el buque perforador utilizado en el pozo Orca 1.



Figura 63. Buque de Perforación NS-21.

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

Los equipos de una unidad de perforación están agrupados en nueve sistemas descritos a continuación.

- Sistema de Potencia o de Generación y Transmisión de Energía

En el buque de perforación la fuente de energía eléctrica es proporcionada por grupos de generadores, accionados por motores diésel. Para el funcionamiento de los generadores se debe contar con un tanque de almacenamiento principal de combustible con sistema de medición.

- Sistema de Elevación o Levantamiento

Este Sistema tiene como función principal sostener las cargas y levantar y bajar la sarta de perforación y los equipos que serán introducidos y/o retirados del pozo.

El Sistema cuenta, en general, con los siguientes componentes:

- Polea viajera y gancho
- Unión giratoria
- Cable de acero de perforación
- Ancla del cable de perforación
- Compensador de movimientos
- Sistema de impulsión superior (Top-Drive).
- Motor para perforación

La torre de perforación es la que soporta el sistema de izaje principal del equipo, para los movimientos de las diferentes sarts que se utilizan en procesos de perforación y por ello es necesario que cumplan con diferentes alturas y capacidades de acuerdo con el diseño del pozo.

- Sistema de Circulación

Este sistema es responsable de la circulación y tratamiento de los fluidos de perforación. Entre otras funciones tiene la de bombear los fluidos en el pozo y transportar hasta superficie todos los cortes generados por la broca. Para el bombeo de los diferentes fluidos de perforación, debe contar como mínimo con bombas de lodos triplex tipo marino, accionadas por motores eléctricos, con los siguientes accesorios:

- Bombas centrífugas horizontales.
- Amortiguadores de succión y pulsaciones.
- Válvulas de seguridad

- Sistema de lubricación y enfriamiento.

- Sistema de Rotación

Tiene la función de transmitir la fuerza motriz requerida para el accionamiento del conjunto sarta / broca, a través de la mesa rotaria.

- Sistema de Control de Pozo

Este sistema está constituido básicamente por un equipo de válvulas preventoras llamado BOP (Blow Out Preventer), capaz de efectuar el cierre de la columna y del hueco para apoyar, entre otras funciones, el control del pozo.

- Sistema de Control de Sólidos

El Sistema de control de sólidos está conformado por zarandas vibratorias que tienen la función de remover las partículas de mayor tamaño, un desarenador y un deslimador para remover las partículas más pequeñas (arenas y limos) y centrífugas que funcionan como cámaras de decantación o sedimentación para facilitar la separación del material más fino.

- Control de Preventoras

Para el control de las preventoras submarinas el equipo debe contar con los siguientes elementos:

- Conectores hidráulicos
- Válvulas de seguridad para las líneas de matar y estrangular.
- Un sistema de supervisión submarina
- Diverter (desviador de flujo).
- Aparejo de preventores submarinos para operación en ambiente de H₂S.
- Un preventor anular doble.
- Junta flexible

- Preventores dobles con salidas laterales
- Juego de arietes

Igualmente debe contar con un sistema de control superficial, para apoyar las operaciones de los equipos submarinos de cabeza de pozo con siguientes equipos:

- Sistema de control y operación de preventoras
- Estaciones de control remoto para operar las preventoras.
- Sistema de Monitoreo de Operaciones del Pozo

Son equipos necesarios para el control de perforación, tales como manómetros, indicadores de peso sobre la broca, indicadores de torque, tacómetros y detectores de gas.

- Sistema Auxiliares

Están constituidos por una serie de equipos que dan apoyo a los sistemas anteriores, tales como: sistema de aire comprimido, sistema de agua potable, depósito de combustible y depósito de materiales, entre otros. A continuación, se detallan algunos de estos elementos:

- Planta potabilizadora: La unidad desalinizadora puede producir agua potable, para satisfacer las necesidades de uso doméstico e industrial.
- Malacates auxiliares: Son equipos de tipo neumáticos que permiten apoyar las diferentes maniobras relacionadas con el movimiento de materiales, equipos y herramientas.
- Equipos de soldadura: La unidad cuenta con equipos de soldadura eléctrica y equipos de oxiacetileno de corte y soldadura, con sus accesorios correspondientes (material de corte, material de soldadura, boquilla de corte oxiacetileno, juego de manómetros, llave universal, refaccionamiento, destapaboquillas, entre otros).
- Mangueras de abastecimiento: La unidad cuenta con mangueras y tuberías de acero al carbón de diferentes diámetro y longitud, que aseguran el abastecimiento de materiales a granel

en forma independiente (agua, diesel, cemento, barita, lodo, etc.) de la unidad a las embarcaciones de apoyo y de estas a la unidad.

- Grúas: La unidad cuenta con Grúas Marinas bajo especificación API Spec 2C o equivalente, con sus accesorios correspondientes como ganchos de izaje, sistemas de anclaje, indicadores de peso y equipos de comunicaciones, entre otros.

- Otros componentes: La unidad incluye otra serie de servicios, como equipos de telecomunicaciones, navegación, generación de datos meteoceanográficos, equipos contra incendio y de seguridad personal, equipos para contención de derrames (absorbentes, espumaderas, etc) y equipos de supervivencia, entre otros. Dispondrá de un sistema de manejo de sustancias peligrosas, que permite el almacenamiento de productos químicos y otras sustancias, en áreas específicas de la unidad de perforación, cumpliendo con las normas y regulaciones sobre el tema.

En la Figura 64, se muestran los principales componentes de una unidad de perforación de un buque de perforación (Drill Ship) de posicionamiento dinámico. (Petrobras, Descripción y características técnicas de las actividades de perforación, 2016, p.30)

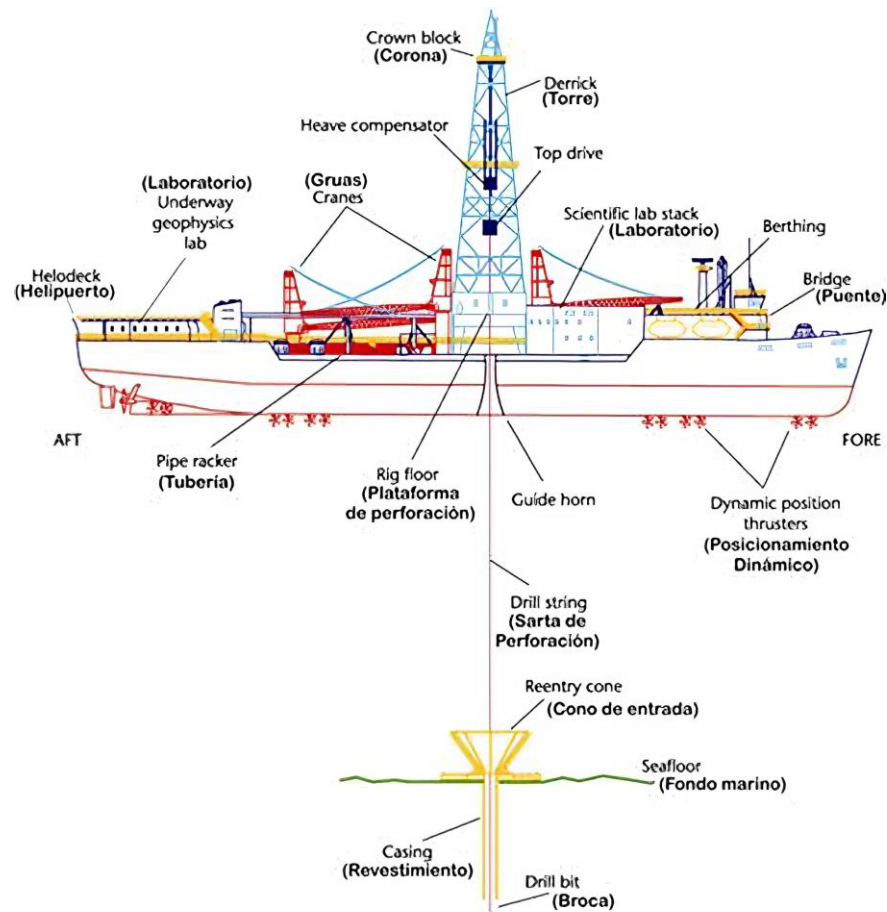


Figura 64. Principales Equipos de un Buque de Perforación (Drill Ship).

Adaptado de Descripción y características técnicas de las actividades de perforación Petrobras, (2016).

6. Recomendaciones Generales para el uso del Sistema Riser en el Offshore Colombiano

La información meteorológica y oceanográfica (metoceánica) en la fase del proceso de exploración es pieza fundamental para la adquisición de datos para la selección adecuada de una plataforma de perforación y diseño de risers de perforación y ésta debe responder a normas y mejores prácticas (OGP, ISO, API, DNV, HSE) ya establecidas en el entorno internacional con

el fin de mejorar y optimizar los procesos de planeación, operación y manejo de contingencias. En Colombia existen instituciones del orden nacional (DIMAR, CECOLDO) que están encargadas de la adquisición de la información metoceanica y cuentan con la instrumentación, logística y bases de datos para tal fin, sin embargo, a pesar de esto, la información existente no reúne los requisitos en tiempo y espacio necesarios para realizar las actividades de perforación costa afuera de acuerdo con los estándares internacionales. Es por esto que se recomienda que el Instituto Colombiano del Petróleo como centro de investigación y desarrollo de Ecopetrol genere alianzas con socios del sector académico e institucional además de empresas extranjeras, para desarrollar herramientas y nuevas estrategias que le permitan a Ecopetrol afrontar el reto costa afuera con mayor seguridad y eficiencia operacional. Dentro de estas alianzas también sería recomendable la adquisición de boyas metoceanicas (mar adentro) de última generación que permitan la generación de series de tiempo de variables claves en las operaciones costa afuera como el viento (dirección y velocidad), corrientes (dirección y velocidad) y oleaje (altura, periodo y dirección), humedad, radiación solar, temperatura ambiente. El País no cuenta con este tipo de instrumentación, salvo el caso del oleaje, en donde la DIMAR ha implementado una red de boyas de oleaje costeras. Por último, también se aconseja la utilización de nueva tecnología para la recogida de mediciones oceanográficas como lo son los drones marinos, desde su aparición, estos robots marinos están revolucionado la manera de adquirir datos metoceanicos, convirtiéndose en poco tiempo en una alternativa al trabajo tradicional desde barcos, pero a un costo sustancialmente menor pues al ser tan eficientes pueden recorrer cientos y hasta miles de kilómetros, reportando mediciones en tiempo cercano al real. Los drones marinos pueden equiparse con gran variedad de sensores, dándoles amplia adaptabilidad para la obtención de datos metoceanicos importantes para la fase de perforación de un pozo. Estos servicios pueden

adquirirse en empresas como OCEAN DATA que ofrecen su amplia experiencia en el sector oceanográfico para el lanzamiento, pilotaje, monitoreo, adquisición y procesamiento de dichos datos.

Sería ventajoso realizar un análisis dinámico al sistema riser de perforación con softwares especializados como Abaqus, Autodesk o Dlubal, que permite realizar una simulación operando con las condiciones metoceanicas de un escenario real y así tener una visión más amplia para realizar una mejor selección del riser que se requiere para llevar a cabo las actividades de perforación en una determinada localización. A su vez permite conocer cuál será la respuesta estructural del riser seleccionado, conocer cuáles son los elementos clave en el diseño y conocer si resistirán las fuerzas generadas por las condiciones metoceanicas presentes en la zona de perforación, previniendo problemas técnicos, tiempos improductivos y evitando una pérdida económica inesperada. Se aconseja realizar un análisis de compatibilidad y de vida de fatiga cada vez que se introduzca un componente de distinta marca en el sistema riser, pues este puede afectar la integridad del mismo, si no fue diseñado bajo las mismas normas y parámetros. Pues el sistema riser al ser una tecnología relativamente nueva, las distintas empresas especialistas no poseen una estandarización del sistema, sino que se rigen bajo sus propios diseños y a su vez dependen de las condiciones a las cuales vaya a ser sometido.

Un componente medular en la perforación de pozos de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas, es el “tirante de agua”, a medida que aumenta el tirante de agua se reducen las posibilidades de utilizar el sistema riser, debido a que se tiene que enfrentar a factores climáticos críticos propios del entorno offshore que aumentan los esfuerzo y fatiga sobre sistema. Lo

anterior nos conlleva un desafío y es indispensable que la industria de los hidrocarburos en Colombia realice inversiones considerables en investigación y manejo de esta tecnología para poder obtener más alcance para la exploración en aguas profundas y ultraprofundas por lo que se recomienda utilizar los riser de compuestos de alto rendimiento (anisotrópicos) pues estos tienen propiedades mecánicas excepcionales como alta resistencia, ligereza y excelentes propiedades de fatiga, para su uso en aguas profundas y ultraprofundas generando mayor tiempo de vida útil en comparación con risers de materiales tradicionales como los de acero.

Se recomienda implementar en Colombia diseños como el riser de perforación desconectable en superficie (FSDR) y que actualmente se está efectuando en el golfo de México, el cual es una alternativa muy viable para la industria de los hidrocarburos debido a que el equipo proporciona todas las funciones de un riser de perforación convencional, pero además incorpora una función adicional muy importante que es la capacidad de desacoplar el riser en el NSDP situado a una corta distancia debajo de la superficie del agua, lo que facilita una intervención rápida de desacople en caso de una emergencia por factores climatológicos que dificulten la operación y pongan en peligro la integridad del personal en la unidad de perforación. Este sistema facilita el desplazamiento de la unidad de perforación a lugares seguros, mientras cesan las condiciones desfavorables climatológicamente, permitiendo una reconexión del riser y la unidad de perforación aún más rápida que los sistemas convencionales, lo que conlleva a menos costos operativos. El sistema de riser desconectable en superficie (FSDR) traerá importantes beneficios económicos a las operaciones de perforación en aguas profundas y ultraprofundas en Colombia donde las ventanas meteorológicas suspenden con regularidad las actividades de perforación.

Se sugiere utilizar una nueva tecnología de perforación que actualmente se ha desarrollado, denominada riser flexible “flextreme”, que permite un excelente rendimiento de flexión durante su instalación y operación sin comprometer rendimiento, mitigando de esta manera los daños en su estructura comparado con los riser rígidos convencionales; que a su vez se traduce en menores costos operativos debido a la optimización de la vida útil del riser. Además, este riser incluye la tecnología de fibra óptica que permite verificar la integridad del mismo durante el servicio. Esta tecnología ha sido posible utilizando combinaciones de materiales de alta resistencia para las capas de blindaje de acero, alambres de blindaje de alta inercia, cintas antidesgaste de baja fricción y optimización de la sección del tubo y la configuración del sistema riser.

HICS es el proceso por el cual el hidrógeno hace que los componentes de acero sean menos resistentes a la rotura y, generalmente, mucho más débiles en cuanto a resistencia a la tracción. Aunque el HISC tiene muchas causas, en el campo petrolero es usualmente el resultado de la exposición al ácido sulfhídrico líquido o gaseoso [H₂S]. A nivel molecular, los iones de hidrógeno se introducen entre las fronteras granulares del acero de alta resistencia, donde se recombinan en hidrógeno molecular [H₂], ocupando más espacio y debilitando los enlaces entre los granos. La formación de hidrógeno molecular puede causar fallas repentinas del metal debidas a agrietamiento cuando el metal se somete a esfuerzos de tracción. Las fallas debidas a la “fragilización” por hidrógeno tienen normalmente un período durante el cual no se observan daños, el cual se llama incubación, seguido por una falla catastrófica repentina. La fragilización por hidrógeno también se conoce como fragilización ácida. Como solución a este problema se recomienda la adición de accesorios de protección catódica (CP) que brinda una protección

eficiente contra la corrosión y alarga sustancialmente la vida útil de los riser de perforación, al convertir la superficie de metal del riser en un cátodo de una celda electroquímica que está conectada con otro metal más fácilmente corrosible que actúa como ánodo de sacrificio.

Es necesario firmar convenios con las empresas especialistas en el sector de perforación offshore, porque pueden contribuir en el suministro, desarrollo y manejo de nueva tecnología del sistema riser, sin dejar a un lado la capacitación de personal regional.

Se debe supervisar constantemente el sistema de monitoreo que mide las tensiones a las cuales está expuesto el sistema riser para evitar problemas en el cabezal y en el piso de perforación.

No se debe exceder la tolerancia de curvatura del sistema riser, lo cual se puede solventar utilizando un número determinado de paquetes de flotación para mantener en equilibrio al riser.

Si el riser de perforación está instalado en una zona donde las corrientes son muy fuertes, es indispensable verificar su fatiga, pues esto trae como resultado acumulación de daño generada por el VIV y por consiguiente colapso de la estructura.

Un factor importante al cual se debe mantener monitoreado es el conservar dentro de una tolerancia de 2° de inclinación a la junta flexible inferior para poder continuar con una operación exitosa.

7. Conclusiones

El sistema Riser es muy importante en la etapa de perforación porque gracias a este podemos controlar el pozo sin permitir que ningún fluido producto de esta etapa entre en contacto con el agua y la vida marina generando daños, siempre y cuando se maneje de una óptima.

Durante el uso del sistema Riser de perforación es importante mantener todos los componentes funcionando sin problemas y eficientemente para minimizar el tiempo de inactividad productiva que genera costos. Por eso, es importante conocer el funcionamiento todos los componentes y sus características fundamentales, para poder mantenerlos operando de una manera óptima.

Debido a que el sistema Riser de perforación se maneja en ambientes de condiciones severas, es muy importante analizar los parámetros metoceanicos para establecer los límites de tolerancia permisivos que hacen que el sistema Riser trabaje de una manera óptima durante cada una de sus etapas de funcionamiento y de esta manera extender su vida útil.

Es ventajoso analizar los proyectos de perforación que se han realizado en Colombia para que en futuras exploraciones nacionales se puedan hacer analogías y mejoras con respecto a la etapa de perforación utilizando el sistema riser.

Es muy importante estar a la vanguardia de la nueva tecnología que se ha desarrollado para el sistema riser, pues esta nos permite avanzar con respecto a exploraciones en aguas profundas y

ultraprofundas sin comprometer rendimiento, cosa que sería muy difícil utilizando sistemas convencionales de riser de perforación.

8. Recomendaciones

Se debe supervisar constantemente el sistema de monitoreo que mide las tensiones a las cuales está expuesto el sistema riser para evitar problemas en el cabezal y en el piso de perforación.

No se debe exceder la tolerancia de curvatura del sistema riser, lo cual se consigue utilizando un número determinado de equipo de flotación para mantener en equilibrio al riser.

Si el riser de perforación está instalado en una zona donde las corrientes sean fuertes, es indispensable verificar la fatiga de este pues esto trae como resultado acumulación de daño generada por el VIV.

El sistema riser requiere ser monitoreado constantemente para mantener un buen manejo y control de este para minimizar problemas durante la perforación del pozo. Un factor importante al cual se debe poner especial cuidado es mantener dentro de una tolerancia de 2° de inclinación a la junta flexible inferior para poder continuar con una operación exitosa.

Es indispensable verificar de una manera adecuada los métodos establecidos a la hora de desarrollar las fases de instalación, operación recuperación y mantenimiento durante la fase de perforación en aguas profundas y ultraprofundas.

El análisis es un proceso complejo que involucra un sin número de variables y es indispensable para establecer los límites operativos bajo los cuales debe ser manejado el riser para mantener la integridad de sus componentes.

Referencias Bibliográficas

- API. (1993). Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems. API RP 16Q. First Ed., API, Washington, USA.
- API RP 2R (1984), API, Recommended Practice for Design, Rating and Testing of Marine Drilling Riser Couplings, First edition. Washington, USA.
- A.S. Westlake and K. Uppu. (2007). Enabling Solutions for Deepwater Drilling Riser Management A Critical Evaluation. OTC 18646, Houston, Texas, U.S.A.
- BRAVO Vallejo Ignacio Alberto. (2009). Manejo del Riser de Perforación (Tesis de pregrado). Instituto Politécnico Nacional, México, D.F.
- C. Benjamin, D. J. S. Cunha, G. C. Campello and F. E. Roveri / PETROBRAS R&D Center, R. C. C. Silva and J. N. C. Guerreiro / National Laboratory for Scientific Computing (LNCC). (2008). Fatigue Life Assessment of a Drilling Riser Containing Corrosion Pits. OTC 19251, Houston, Texas, U.S.A.
- Dr Hugh Howells and Jonathan Bowman. (1997). Use of New Technologies For Optimum Drilling Riser Configuration In Deep Water, 2H Offshore Engineering. Aberdeen.
- Dr Hugh Howells and Jonathan Bowman. (1997). Drilling Riser/Well System Interaction in Deep Water, Harsh Environments, 2H Offshore Engineering. Aberdeen.
- Dr Hugh Howells. (1998). Deep Water Drilling Riser Technology, VIV & Fatigue Management, 2H Offshore Engineering. Paris.
- Eslava Moran Carlos Eder, González Galván Noel. (2008). Análisis Causal de la Problemática en un Riser de Perforación. Tesis IPN, México.
- Gaillard, C. and Guesnon, J. (2001). Hybrid Tube Design and Qualification. IFP Internal Report no. 56 449. Rueil-Malmaison, Francia.
- Himanshu Maheshwari, Wolfgang Ruf, and Dave Walters. (2008). Riser Integrity Monitoring Techniques and Data Processing Methods, 2H Offshore Inc. Houston, TX, USA.
- Kieran Kavanagh/MCS International, Michel Dib/MCS International, Erin Balch/MCS International, Paul Stanton/CSOAEI. (2002). New Revision of Drilling Riser Recommended Practice (API RP 16Q). OTC 14263, Houston, Texas U.S.A.
- 2H Offshore Engineering Ltd. (2000). Drilling Riser Integrity Management Guidelines, Rev 2. Project Report for AMJIG group. Aberdeen.

- J. Guesnon, Ch. Gaillard and F. Richard. (2002). Ultra Deep Water Drilling Riser Design and Relative Technology, Oil & Gas Science and Technology, IFP, Vol. 57. Madhu Hariharan, Ricky Thethi, Drilling Riser Management in Deepwater Environments, 2H Offshore Inc., Houston, TX, USA.
- MAYORGA Ribero Karina Andrea, ROJAS Santos Héctor. (2018). Metodología para la selección de Equipos de Perforación Offshore en Bloques frente a las Costas de los Departamentos de Bolívar, Atlántico y Magdalena en el Caribe Colombiano (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- NORSOK Standard prD-001 (2012), Standards Norway, Drilling Facilities, Third Edition. Norway.
- Palacios Roque Alfonso, Zaldívar Ochoa Juan Antonio. (1997). Conductores Marinos (Risers) una Tecnología para la Explotación y Desarrollo en Aguas Profundas. Tesis UNAM, México.
- Robert F. Bauer, George Savage, Bruce Watkins, CUSS Group [Conoco, Unocal, The Superior Oil Co. (ExxonMobil) and Shell Oil Co.], The Offshore Co. [(Transocean Inc.), and Regan Forge (ABB Vetco Gray)].
- Robin B. Goodale. (2003). Marine Riser Systems and Subsea Blowout Preventers, University of Texas at Austin Petroleum. TX, USA.
- Thethi, R. (2005). Integrity Management of Deepwater Drilling Risers – Recent Experience in Gulf of Mexico. Presented at IADC, Houston, TX, USA.
- Yong Bai and Qiang Bai. (2005). Subsea Pipelines and Risers, Ed. Elsevier. Kidlington, Oxford.