



TRABAJO FIN DE GRADO

Curso 2014-2015

SISTEMAS DE ANCLAJE Y POSICIONAMIENTO DE BUQUES Y PLATAFORMAS OFFSHORE

Tutor: Antonio Ceferino Bermejo Díaz

Alumno: Agustín Ageitos Santos

Grado: Náutica y Transporte Marítimo

Índice

Introducción	3
Cap. 1: Tipos de plataformas offshore.....	5
1.1. Plataformas petrolíferas fijas.....	6
1.1.1. Jackets.....	7
1.1.2. Torres flexibles o <i>compliant</i>	7
1.1.3. Auto-elevables o <i>jack-ups</i>	8
1.1.4. Plataformas de gravedad.....	9
1.2. Plataformas petrolíferas flotantes.....	10
1.2.1. Semi-sumergibles	10
1.2.2. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) .	11
1.2.3. Plataformas de patas tensoras (TLP)	12
1.2.4. Plataformas Spar	12
1.3. Plataformas para generadores eólicos	14
Cap. 2: Instalación de plataformas	17
2.1. Transporte de las plataformas	17
2.2. Instalación de las plataformas fijas	19
2.3. Instalación de las plataformas flotantes	20
Cap. 3: Sistemas de posicionamiento pasivo	23
3.1. Tipos de fondeo y anclaje	23
3.1.1. Sistema de tendones verticales	25
3.1.2. Sistema de líneas dispersas.....	25
3.1.3. Sistema de torreta	26
3.1.4. Sistemas monoboja	28
3.2. Elementos de amarre y anclaje.....	29
3.2.1. La línea de anclaje	30
3.2.2. Conectores	33
3.2.3. Anclas	35

Cap. 4: Procedimiento y normas de fondeo	37
4.1. Equipos de apoyo.....	37
4.1.1. Buques grúa.....	38
4.1.2. Remolcadores de manejo de anclas (AHT).....	38
4.1.3. Vehículos operados por control remoto (ROV)	39
4.2. Instalación de los elementos de fondeo	40
4.2.1. Instalación de pilotes hincados.....	40
4.2.2. Instalación de anclas de succión.....	41
4.2.3. Instalación de anclas de empotramiento.....	42
4.2.4. Instalación de tendones para TLP	44
4.2.5. Instalación de líneas de fondeo	45
4.3. <i>Standards</i> aplicables y reglas de certificación	47
Cap. 5: Posicionamiento Dinámico	51
5.1. Principios de funcionamiento	52
5.2. Operaciones con DP en la industria offshore.....	54
5.2.1. Operaciones de descarga de crudo	55
5.2.2. Posicionamiento de unidades de perforación	56
5.2.3. Operaciones con buques grúa o remolcadores AHT	57
5.3. Clasificación de los sistemas DP	58
5.4. Comparación de sistemas DP con sistemas de posicionamiento pasivo.....	60
Cap. 6: Datos específicos de posicionamiento para cada plataforma flotante....	63
6.1. Plataformas de patas tensoras (TLP).....	63
6.2. Plataformas Spar	65
6.3. Plataformas semi-sumergibles	67
6.4. Buques FPSO	70
Conclusiones.....	73
Bibliografía.....	75

Introducción

Una plataforma offshore consiste en una construcción flotante o fijada al lecho marino. Las plataformas se utilizan, esencialmente, para la explotación de recursos marinos (fundamentalmente petróleo, gas o energía eólica) y son grandes estructuras que deben soportar equipamiento pesado y, a veces, un gran número de personas.

La evolución del concepto de plataforma offshore ha estado ligado al de las plataformas de hidrocarburos. Las novedosas plataformas de aerogeneradores marinos están claramente inspiradas en los diseños de las correspondientes plataformas petrolíferas.

La necesidad creciente de recursos energéticos ha llevado consigo el traslado de las plataformas marinas a aguas cada vez más profundas. Así, las estructuras offshore han ido variando desde las primeras plataformas fijas de principios del siglo XX, construidas a poca distancia de la costa y en tirantes de agua de poca profundidad, hasta las modernas plataformas flotantes capaces de perforar o producir petróleo en aguas profundas.

Este proyecto se centrará en el estudio de los sistemas de instalación y posicionamiento de plataformas offshore. Aunque en los primeros capítulos se tratan simultáneamente las plataformas fijas y las flotantes, nuestro interés está centrado en los sistemas de posicionamiento de las plataformas flotantes, por lo que la mayor parte de la memoria estará dedicada a esta cuestión.

Comenzamos con una descripción de los principales tipos de plataformas, distinguiendo fundamentalmente los tipos de plataformas de petróleo. Tras un breve estudio de las operaciones de transporte e instalación de las plataformas fijas, centramos nuestra atención en los sistemas de posicionamiento de plataformas flotantes. En los capítulos 3 y 4 estudiamos los sistemas de fondeo y anclaje, mientras que en el capítulo 5 se describen los sistemas de posicionamiento dinámico. Finaliza el proyecto con unos cuantos datos actualizados sobre los sistemas de posicionamiento de cada tipo particular de plataforma.

Introduction

An offshore platform is a floating or fixed to the seabed construction. Platforms are essentially used for the exploitation of marine resources (mainly, oil, gas or wind energy) and are large structures that must withstand heavy equipment and, sometimes, a large number of people.

The evolution of the concept of offshore platform has been linked to that of oil platforms. Recent offshore platforms of wind turbines are clearly inspired by the designs of the corresponding oil platforms.

The growing need for energy resources has involved the transfer of offshore platforms to increasingly deeper waters. Thus, offshore structures have suffered deep variations from the first fixed platforms constructed in the early 20th century, built at a short distance from the coast and in shallow waters, to modern floating platforms designed for drilling or producing oil in very deep waters.

This project will focus on the study of installation and positioning systems of offshore platforms. Although within the first chapters both fixed and floating platforms are studied, our interest is focused on positioning systems for floating platforms, so that most of the memory will deal with that matter.

We begin with a description of the main types of platforms, mainly of those concerning oil exploitation. We briefly summarize transport operations and installation of fixed platforms, and then we focus on positioning systems for floating platforms. In chapters 3 and 4 we study the mooring and anchoring systems, whereas in chapter 5 dynamic positioning systems are discussed. The project is finished with a few updated data on positioning systems for each particular type of floating platform.

Capítulo 1:

Tipos de plataformas offshore

Las estructuras offshore pueden ser clasificadas de diversas maneras en función de su sistema de posicionamiento en el mar o su especificidad para el recurso que se desea explotar. Por ejemplo, en el caso más habitual de plataformas destinadas a la extracción de gas o petróleo, se suele distinguir entre plataformas de perforación y plataformas de producción, siendo las primeras las que exploran y perforan los pozos productores mientras que las de producción son aquellas posicionadas en los campos ya descubiertos cuya finalidad es la extracción y distribución del recurso. También es posible clasificar las plataformas petrolíferas en plataformas completamente secas o mojadas, dependiendo de la posición en que se encuentre la válvula de seguridad y de control del flujo de petróleo que permite el cierre del pozo en caso de emergencia o necesidad operacional; si está colocada encima de la plataforma se dice que es seca y si está colocada en el fondo del mar se dice que es mojada. Obviamente, estas clasificaciones no son aplicables a otros tipos de plataformas como las de parques eólicos o las de aprovechamiento de energía marina.

Puesto que el interés de este trabajo se centrará en el estudio de los sistemas de fondeo y posicionamiento de diferentes estructuras offshore, sin especificar en la mayoría de los casos el tipo de recurso que se desea explotar, clasificaremos las estructuras en dos tipos fundamentalmente: estructuras fijas y estructuras flotantes. Entenderemos por estructura fija aquella que se apoya directamente en el fondo marino mientras que denominaremos estructura flotante a cualquier estructura cuya fijación al lecho marino se realiza mediante un sistema de anclajes o de posicionamiento indirecto. Las primeras plataformas construidas fueron estructuras fijas, pero a medida que las necesidades de explotación convertían en un objetivo la instalación de plataformas en aguas más profundas, las plataformas flotantes han ido adquiriendo un desarrollo más amplio. En la mayoría de los casos en que nos refiramos a plataformas petrolíferas, nos centraremos en las plataformas de producción aunque, en caso necesario, se especificará.

Teniendo en cuenta que la industria de aerogeneradores marinos se ha desarrollado con posterioridad a la industria petrolera, la mayoría de los tipos de plataformas para parques eólicos offshore están inspirados en sus equivalentes para hidrocarburos. Obviamente, el diseño de una plataforma eólica es muy diferente del de una plataforma petrolífera ya que las cargas y tensiones que deben soportar son muy distintas. No obstante, las posibilidades de posicionamiento y las formas de amarre no difieren demasiado en los dos casos, salvo por la profundidad del tirante de agua, mucho menor en el caso de parques eólicos.

A continuación procedemos a dar una breve descripción de los tipos más comunes de plataformas, así como de las principales ventajas y características de cada uno de los tipos. En las dos primeras secciones se detallan las plataformas petrolíferas, fijas y flotantes, mientras que en la tercera sección se describen de modo somero los tipos análogos para parques eólicos. Un estudio más detallado de cada uno de los tipos se puede encontrar en las referencias [1]-[5] para las plataformas de hidrocarburos y en [7]-[9] para las de aerogeneradores.

1.1. Plataformas petrolíferas fijas

Como ya se ha indicado, las plataformas fijas son estructuras de producción o perforación fijadas en el suelo marino mediante incrustación en el lecho marino o por gravedad. Se caracterizan por estar apoyadas directamente en el fondo y por ser utilizadas en profundidades pequeñas, en torno a 300 metros. Fueron las primeras plataformas offshore en ser modernizadas y las más comúnmente utilizadas. Sin embargo, la principal limitación de este tipo de unidades es la profundidad a la que puede ser instalada, ya que en aguas profundas la inestabilidad aumenta, haciendo que la base de este tipo de plataformas tenga que ser mucho más grande, lo que encarece mucho el proyecto constructivo debido a la cantidad de acero u hormigón que se ha de emplear. En ese sentido, sí que se aprecia una diferencia en la utilización actual de estos tipos de plataforma según el recurso que se desea explotar. Por ejemplo, los pozos de petróleo que son explorados hoy en día se encuentran a más de 4000 metros de profundidad por lo que el uso de plataformas fijas es inviable. Por regla general, excluyendo las plataformas minimales que solo son de uso

auxiliar, se distinguen cuatro tipos de plataformas fijas: *Jackets*, torres flexibles o *compliant*, auto-elevables o *jack-ups* y plataformas de gravedad.

1.1.1. Jackets

Son estructuras que surgieron tanto para perforación como para la producción de petróleo. Tienen como principal característica una estructura de revestimiento constituida por tubos de acero, de donde ha tomado el nombre de jacket (chaqueta). Está formada por una estructura enrejada y fijada en el suelo marino a través de pilotes clavados al fondo. Posee generalmente de 4 a 8 pies fijos para alcanzar la estabilidad en contra de la fuerza de las olas.

La mayor ventaja de este tipo de plataformas es que pueden ser construidas en tierra y transportadas a su lugar de emplazamiento evitando así los inconvenientes de su construcción en el mar. Generalmente se construyen cercanas a la costa lo que facilita el transporte del recurso explotado.

En la explotación de petróleo se han llegado a utilizar jackets hasta los 100 metros de profundidad.

1.1.2. Torres flexibles o *compliant*

También conocidas como *plataformas susceptibles de ceder*, tienen características similares a las plataformas de tipo jacket, ya que posee tubos de acero con revestimiento y estructura trenzada. Lo que diferencia ambas estructuras es el formato y su capacidad de ceder ante las fuerzas ambientales. Mientras que la jacket posee la base más amplia, la torre *compliant* está formada por una torre angosta y flexible que permite soportar fuerzas laterales a través de oscilaciones. Con eso, incrementa la estabilidad en fondos superiores a 400 metros, en los que la estructura rígida de un jacket exigiría una sobredimensión que no puede ser llevada a cabo, bien por su excesivo coste, bien por la falta de seguridad en condiciones extremas. Hay que destacar, por tanto, que las plataformas de tipo *compliant* han sido las únicas plataformas fijas que se han posicionado en lo que podríamos llamar aguas profundas.

Las torres flexibles se pueden clasificar en distintos tipos según el sistema utilizado para dotar de flexibilidad a la estructura. Así, podemos hablar de plataformas articuladas cuando la torre se une a su base mediante una junta que le permite oscilar, de plataformas dóciles cuando se compone de una torre delgada que permite flexión con las olas, o de torres arriostradas o atirantadas, que son estructuras delgadas apoyadas en el fondo marino y que se sostienen por un conjunto simétrico de tirantes. Sin embargo, estas últimas no han tenido buena acogida entre los operadores debido, entre otras, a tres causas: las dificultosas maniobras en el anclaje de las líneas de fondeo, el excesivo coste frente a otros tipos de plataforma o la mala operatividad de los buques auxiliares, obligados a fondear lejos de la plataforma para no dañar las líneas de fondeo.

1.1.3. Auto-elevables o *jack-ups*

Las plataformas auto-elevables son unidades móviles que cuando operan se fijan en el suelo marino a través de piernas trenzadas que se encuentran en las extremidades de la plataforma. Más concretamente, son plataformas autónomas de casco plano con tres o cuatro patas que se pueden bajar mediante unos mecanismos hasta que se clavan en el fondo del mar. Una vez que las patas han sido hincadas, la plataforma se levanta sobre esas piernas (gracias a su complejo sistema hidráulico) por encima de la superficie del mar.

Estas estructuras auto-elevables se utilizan casi exclusivamente en la industria del petróleo. Tienen por finalidad la perforación de pozos exploratorios en la plataforma continental en profundidades de hasta 130 metros y por tanto son proyectadas para ser movidas desde el lugar de fabricación hasta la zona de exploración. Entre sus ventajas se encuentra el hecho de que pueden trabajar en fondos blandos pues se les puede dotar de un basamento en la parte baja de las patas. No obstante, no están exentas de desventajas, principalmente debido a la dificultad de ser remolcadas hasta el punto de exploración y a la posibilidad de fallos en los mecanismos de elevación.

1.1.4. Plataformas de gravedad

Son plataformas fijadas en el suelo marino por gravedad y que son construidas generalmente en hormigón o en acero. No necesitan sistemas adicionales de anclaje.

Han sido tradicionalmente utilizadas tanto para la producción como para el almacenamiento de petróleo en las regiones del mar del Norte. En ese caso, su finalidad ha sido la producción de petróleo hasta unos 300 metros de profundidad y, como ocurre con las plataformas de tipo jacket, pueden descargar el petróleo producido por conductos o usar buques acoplados a ella ya que las plataformas de gravedad suelen estar situadas a poca distancia de la costa.

Como ventaja, las plataformas de gravedad tienen el fácil transporte e instalación pero como desventaja, la escasa viabilidad en aguas profundas debido al incremento exagerado del coste. Hay que tener en cuenta que las plataformas de gravedad pueden llegar a pesar más de 600.000 toneladas por lo que se terminan de construir en la ubicación final. Eso hace que su transporte hacia aguas muy separadas de la costa no resulte económicamente factible.

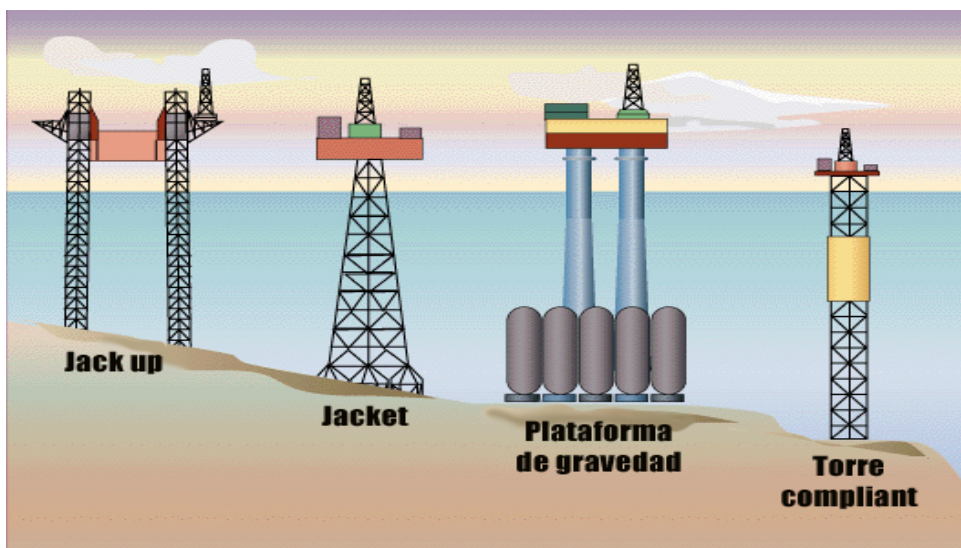


Fig. 1: Plataformas petrolíferas fijas

Fuente: [6], modificado por el autor

1.2. Plataformas petrolíferas flotantes

Desde que se descubrió petróleo a profundidades superiores a 1000 metros, fue necesario el desarrollo de nuevas técnicas de exploración. En ese momento surgió la necesidad de utilizar plataformas flotantes instaladas a través de un sistema de anclaje. Normalmente se componen de una estructura rígida flotante cuyos grados de libertad en posicionamiento, dependen del tipo de anclaje utilizado para fijarla al lecho marino.

Si bien el diseño técnico de una plataforma flotante resulta más complicado que el de una fija debido, fundamentalmente, a la libertad de movimientos que el sistema flotante permite y a la compleja dinámica que se genera con la interacción con los sistemas de amarre, son muchas las ventajas de este tipo de plataformas con respecto a las fijas. Por un lado, como ya hemos comentado, la capacidad para ser instaladas en aguas profundas. Por otro, la facilidad de ser transportadas a otras zonas, lo que permite su reutilización y hace mucho más sencillas las operaciones de desmontaje. Esta característica es especialmente interesante en estructuras de perforación, que pueden ser así utilizadas en distintos campos.

En la industria del petróleo se utilizan varios tipos de unidades flotantes que varían en que algunas producen y almacenan petróleo, mientras que otras solo producen o solo almacenan. A continuación damos una somera descripción de las plataformas flotantes más habituales: Semi-sumergibles, unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), plataformas de patas tensoras (TLP) y plataformas Spar.

1.2.1. Semi-sumergibles

Son estructuras flotantes utilizadas para perforar o producir petróleo. Están formadas básicamente por pontones, columnas y la cubierta, que soporta los principales equipamientos de perforación o producción. Son los flotadores los responsables de la mayor parte del empuje, garantizando la flotabilidad de la plataforma. Las columnas contribuyen a la estabilidad de la plataforma impidiendo que vire.

Tradicionalmente en la industria petrolera se ha distinguido entre semi-sumergibles de perforación y de producción. Aunque su estructura es similar, suele variar el método de posicionamiento. Los semi-sumergibles de perforación se conocen con el nombre de semi-sumergibles MODU (Mobile Offshore Drilling Unit) y se caracterizan porque deben ser posicionados de forma muy precisa sobre el pozo a perforar, pero normalmente se anclan temporalmente. Los más modernos pueden disponer de un sistema de asistencia al posicionamiento mediante propulsores azimutales. Por el contrario, los semi-sumergibles de producción (o semi-sumergibles FPS) suelen fondearse de manera permanente mediante líneas de anclaje con cadenas, cable y anclas.

Pese a que las plataformas semi-sumergibles son móviles, casi siempre se han desplazado por medio de remolcadores. Estas plataformas pueden operar en profundidades que oscilan entre los 60 y los 3000 metros.

1.2.2. Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)

Los FPSO (Floating Production, Storage and Offloading units) son unidades flotantes que producen y almacenan petróleo y efectúan la descarga de este. Aparecieron por la necesidad de explorar en aguas profundas y para su construcción se aprovechaban buques petroleros que, al término de su vida útil, cedían sus cascos desarmados para la construcción de las plataformas. Así, no solo se abarataba el coste de la construcción de la plataforma nueva sino que también se construía más rápido.

La idea central de los FPSO es garantizar una gran capacidad de almacenamiento que permita la instalación de esas unidades en campos mucho más alejados de la costa, donde la instalación de líneas de tuberías fuese imposible o demasiado costosa.

La profundidad máxima a la que puede operar una unidad de producción flotante es de unos 1900 metros.

Una de las ventajas de los FPSO consiste, como veremos, en su sistema de anclaje centrado en un punto que le permite posicionarse en la dirección en la que las condiciones meteorológicas le resulten más favorables. Esto tiene una importancia

capital en muchos de los campos petrolíferos, situados en zonas de frecuentes vientos, como los campos del Mar del Norte o los del Golfo de Méjico.

1.2.3. Plataformas de patas tensoras (TLP)

Las siglas TLP corresponden al nombre en inglés *Tension Leg Platform*. Son unidades flotantes tanto de perforación como de producción de petróleo. Poseen un casco semejante a una plataforma semi-sumergible, pero las TLP están fondeadas por un sistema de haces de tubos o cables de acero, llamados tendones, que son tensados mediante unos cilindros hidráulicos alojados en las columnas de la plataforma. Los tendones están sujetos al fondo del mar por medio de un gran basamento de hormigón clavado al fondo marino, conocido con el nombre de *plantilla*.

Las plataformas de patas tensoras tienen un buen comportamiento en balanceo y cabeceo incluso en mares hostiles. Han sido diseñadas para profundidades de agua entre 150 y 800 metros aunque algunas han llegado a utilizarse en aguas de más de 2000 metros de profundidad. Quizá uno de los mayores problemas de las TLP es su capacidad media-baja de carga, ya que la tensión de los tirantes le reduce la posibilidad de soportar grandes pesos.

1.2.4. Plataformas Spar

Una plataforma Spar es una estructura tubular de gran diámetro y de entre 100 y 250 metros de longitud que se fijan al fondo mediante catenarias o amarres tensionados. Poseen mayor estabilidad que las plataformas citadas anteriormente, generando pocos movimientos verticales; debido al tamaño del calado de la plataforma, la resultante del viento, de la corriente y las olas no consigue desplazar significativamente el centro de rotación, posibilitando de esta forma una disminución de los efectos del oleaje y movimientos verticales. Las plataformas Spar son utilizadas para la exploración en aguas profundas, pudiendo llegar hasta más de los 3000 metros.

Es posible distinguir tres tipos de plataformas Spar según ha ido evolucionando la estructura tubular: Spar clásica, Truss Spar y Cell Spar.

Las plataformas de tipo Spar clásica fueron el primer concepto de plataforma Spar que se desarrolló. Su principal característica es el casco en forma de un único cilindro vertical compuesto por acero que flexibiliza la capacidad de carga en la cubierta.

La principal variación de las plataformas de tipo Truss Spar con respecto a la clásica es que sustituye el cilindro de la parte baja de los tanques por una estructura enrejada y por placas horizontales, que minimizan los efectos de las olas y disminuyen los movimientos verticales de la plataforma. Debido a esa estructura enrejada, se han dado en llamar también Spars *en celosía*. Además de que resultan en una mayor estabilidad que las Spar clásicas, el diseño en celosía reduce el peso de la estructura y disminuye el coste de su construcción.

Por último, las plataformas de tipo Cell Spar son muy semejantes a las Spar en celosía, excepto en que están compuestas por varios tubos menores en vez de un cilindro único. Su desarrollo se debió a que este tipo de estructura minimizaba el coste de la construcción de la plataforma. En la actualidad existe una única plataforma Cell Spar operativa, la plataforma *Red Hawk* situada en el Golfo de Méjico.

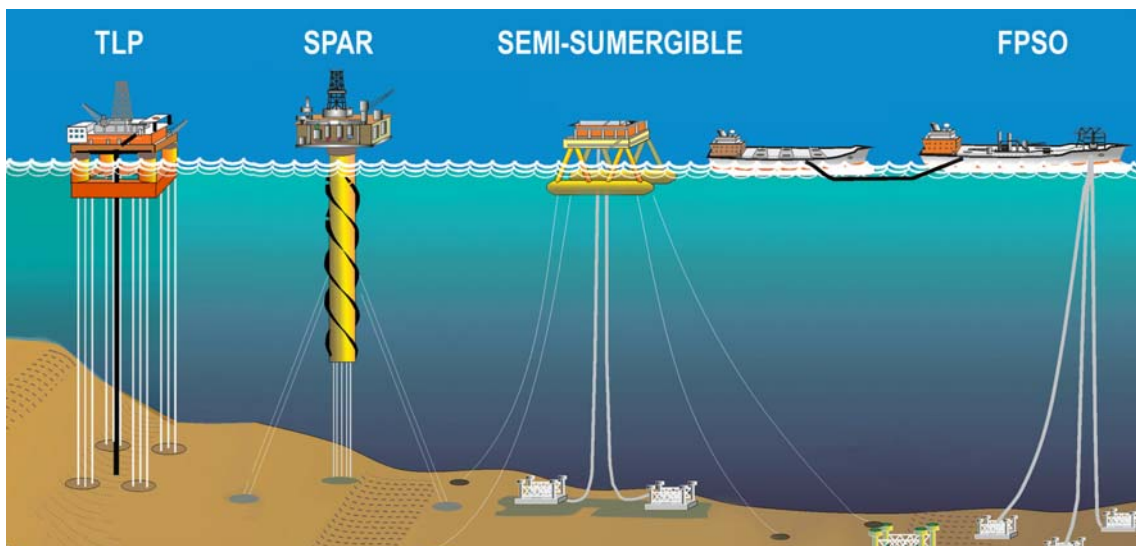


Fig. 2: Tipos de plataformas petrolíferas flotantes

Fuente: <http://www.americasoffshoreenergy.org/>, modificado por el autor

1.3. Plataformas para generadores eólicos

Igual que sucedió en la industria petrolera marina, las primeras plataformas eólicas se han situado en aguas cercanas a la costa, por lo que se han utilizado fundamentalmente estructuras fijas. Sin embargo resulta cada vez más conveniente la instalación de parques de aerogeneradores a grandes distancias de la costa, ya que de esa manera se aprovechan mejor los vientos más fuertes y, además, se disminuye el impacto visual y medioambiental que provocan los parques cercanos a tierra.

Las estructuras fijas están directamente fijadas o pilotadas al fondo marino y se emplean en aguas cuya profundidad las hace económicamente atractivas. Actualmente se consideran fundamentalmente dos tipos de estructuras fijas:

Monopilotes: Son estructuras formadas por una torre directamente pilotada al fondo marino sobre la que se instala el aerogenerador. Las cimentaciones por gravedad se realizan con zapatas similares a las utilizadas en turbinas eólicas terrestre y suelen consistir en un cajón de acero o de hormigón. Se emplean en aguas someras cuya profundidad máxima es de unos 20 metros.

Jacket: Entre los 25 y los 45 metros las estructuras fijas tipo Jacket, constituidas por tramos de celosías de acero unidas, son las que presentan las mejores características técnico-económicas. Su anclaje se realiza, como en el caso de las Jacket de petróleo, mediante pilotes hincados situados en las patas de la celosía.

Es a partir de los 45-50 metros cuando las estructuras flotantes comienzan a presentar mejores características que las estructuras fijas anteriormente citadas. Estas profundidades son denominadas en la industria eólica offshore como aguas profundas.

Las estructuras flotantes para aerogeneradores que se han desarrollado hasta el momento repiten, con menor tamaño y adaptadas a las necesidades específicas del sector eólico, las características y diseño de las plataformas petrolíferas.

De entre todos los conceptos y diseños que actualmente están en vías de desarrollo, dentro de los sistemas flotantes offshore para aguas profundas, mencionamos a

continuación los más relevantes.

Spar eólica: En el año 2009 se instaló la Spar eólica *Hywind*. Esta estructura ha sido diseñada en acero y tiene el hándicap de que necesita una gran cantidad de lastre a mucha profundidad para poder asegurar las condiciones de estabilidad y seguridad mínimas. Por dicha razón, resulta inviable técnicamente para operar en aguas con una profundidad de en torno a 45 metros y se estima que puedan empezar a ser competitivas técnicamente a partir de profundidades de entorno a los 120m.

TLP: Un ejemplo de este tipo de sistema flotante offshore para aguas profundas son las plataformas de *Blue H*. También está diseñada en acero y se caracteriza, como en el caso de TLP petroleras, por ser una estructura flotante con un sistema de anclaje de tendones que conectan rígidamente la estructura al anclaje del fondo, compuesto principalmente por un peso muerto. Esta estructura se caracteriza por tener movimientos de respuesta ante las cargas ambientales y las propias del aerogenerador, muy amortiguadas debido a su especial sistema tenso de fondeo, que por sí mismo amortigua todos los movimientos de respuesta. No presenta el problema de estabilidad derivado de las variaciones de lastre que tienen las Spar.

SWAY Floating Tower: Construida en acero, mezcla la tipología SPAR con el sistema de fondeo tenso característico de las TLP. Puede utilizarse en tirantes de agua de entre 60 y 300 m.

Semi-sumergibles eólicos: Existen diversas configuraciones para semi-sumergibles de instalación de aerogeneradores (*WindSea Floater*, *Trifloater Semisub*, *WindFloater*), casi todas ellas de plantas triangulares y construidas en acero. Entre sus diferencias, se encuentra la posición de los puntos de amarre y el número de turbinas que sostienen.

Las estructuras flotantes offshore que se han ido desarrollando para la industria eólica son, en general, caras y presentan ciertas características que las hacen poco operativas, flexibles y seguras. Hay que tener en cuenta que estas estructuras disponen, en la mayoría de casos, de sistemas de fondeo o anclaje que, al estar heredados de la industria petrolera, resultan excesivamente costosos. Por ese

motivo, se están realizando grandes esfuerzos del sector para diseñar plataformas eólicas offshore más económicas, que garanticen su viabilidad de coste.

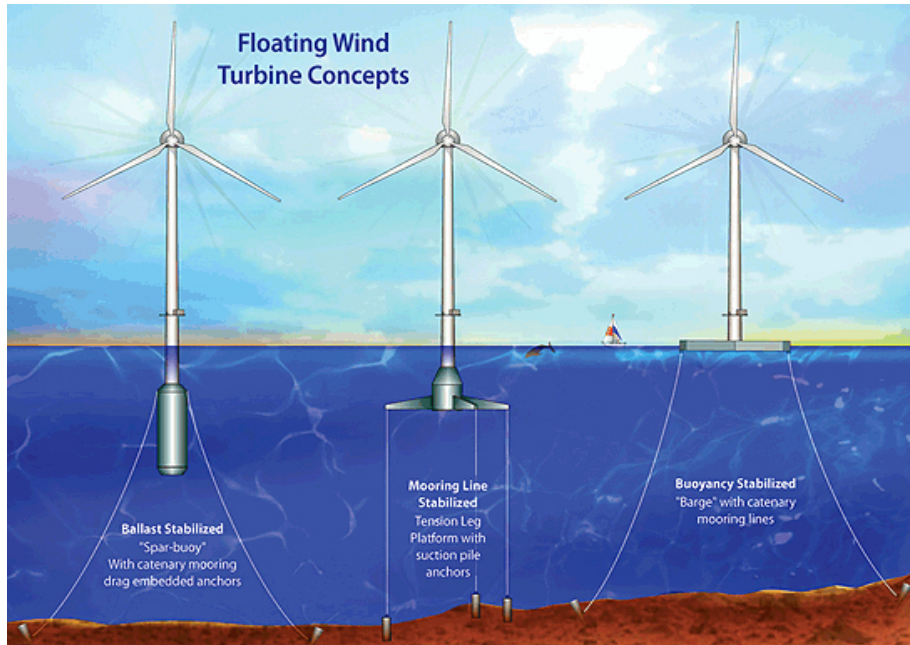


Fig. 3: Esquema de turbinas eólicas flotantes

Fuente: [7] (Fig. 1)

Capítulo 2:

Instalación de plataformas

La construcción completa de la mayoría de las plataformas se realiza en tierra, lo que facilita y abarata el proceso. Una vez construida la plataforma, debe ser posicionada sobre el pozo o sobre la zona a perforar por lo que el proceso de instalación comienza con el transporte de la estructura a la zona de exploración.

Cuando la plataforma ya ha sido llevada hasta la ubicación en la que se desea instalar, se procede al fijado de la plataforma dependiendo, como es obvio, del tipo de plataforma de que se trate.

En este capítulo describiremos brevemente los métodos utilizados con más frecuencia para el transporte de las plataformas e indicaremos cómo se realiza la instalación sobre el pozo de las plataformas, especialmente las fijas.

2.1. Transporte de las plataformas

Es la primera etapa del proceso de la instalación. El transporte se puede efectuar de tres formas distintas [5]:

- Mediante barcasas. Este sistema es comúnmente utilizado para el transporte de las plataformas Jacket y Spars cercanas a la línea de costa.
- Mediante remolcadores, que pueden ser usados para el transporte de la mayoría de las plataformas pero principalmente de las auto-elevables, de las plataformas de gravedad y de las FPSO.
- Mediante buques *Heavy Lift* que son los más versátiles, normalmente utilizados para el transporte de las plataformas semi-sumergibles y TLP y, en general, para todas las plataformas que se vayan a emplazar suficientemente alejadas de la costa.

Para elegir el mejor medio de transporte se evalúan los costes, la seguridad y el tiempo de transporte. Todo eso requiere un planeamiento muy cuidadoso y detallado

para lo que es necesario que haya un intercambio fluido de información entre el armador y el equipo de transporte sobre las características de la plataforma que se pretende transportar y de la embarcación en la que se va a realizar el transporte.

El uso de barcasas se lleva a cabo cuando la instalación no está muy lejos de la costa. Sin embargo, escoger este tipo de transporte es arriesgado cuando la estructura de la plataforma es muy pesada porque a pesar de aparentar un bajo coste, puede significar mayores gastos con el seguro, costes logísticos y tiempo de viaje, generando finalmente un mayor coste del proceso.

Los buques remolcadores son usados prácticamente en todas las instalaciones, bien como principales medios de transporte o simplemente como buques auxiliares. Es más común su utilización cuando el transporte está próximo a la costa y en casos en que las estructuras son más ligeras pues, en caso contrario, el coste se dispara haciendo el transporte por este método inviable económicamente.

Los buques *Heavy Lift* se utilizan para el transporte de plataformas pesadas, en torno a las 50 o 60 mil toneladas, y allí donde las condiciones del mar son más severas. Cada vez es más frecuente el uso de este tipo de embarcaciones para trasladar tanto las plataformas de aguas someras como las de aguas profundas ya que garantizan mayor estabilidad. A grandes rasgos, las principales diferencias en el transporte mediante barcasas y mediante buques *Heavy Lift* (HL) son las siguientes:

- Los buques HL presentan una mejor estabilidad en todos los modos de operación frente a la que presentan las barcasas.
- El acceso de las estructuras a los HL es más sencilla y constante mientras que la de las barcasas depende más de las condiciones climáticas y de la propia capacidad del remolcador.
- Los barcos HL son más veloces que las barcasas ya que están pensados para trabajar en largos recorridos mar adentro.
- Los riesgos de los buques HL son mucho menores que los que se corren con el uso conjunto de barcasas y remolcador.
- Puesto que el riesgo de pérdida o deterioro de las estructuras es menor cuando el transporte se efectúa con buques, los seguros suelen ser más

baratos cuando se utiliza este tipo de transporte.

- Normalmente el coste de los buques *Heavy Lift* es mayor que el de las barcasas. No obstante, ese mayor coste puede ser compensado por el abaratamiento de los seguros y por el generado al hacerse el desplazamiento con mayor rapidez.

2.2. Instalación de las plataformas fijas

Cuando el casco de la plataforma ya ha sido transportado hasta el pozo o punto de perforación, se inicia la segunda etapa del proceso: la instalación de la estructura. Las plataformas fijas pueden ser fijadas de diversos modos en el lecho marino, que dependen del tipo de estructura que se va instalar y del uso al que se va a destinar la plataforma. A continuación describimos brevemente cómo se realiza dicho proceso en cada uno de los tipos fundamentales de estructuras fijas [5].

En el caso de las plataformas tipo Jacket, la operación se inicia con el lanzamiento horizontal de la estructura al mar. Durante la flotación controlada de la estructura, se lleva a cabo el izamiento vertical de la misma mediante grúas flotantes. La última etapa de la operación es el asentamiento en el lecho marino por pilotes que son clavados en el suelo. Las técnicas convencionales para hincar los pilotes utilizaban barcasas de apoyo desde donde se martilleaba el pilote con la ayuda de una guía, instalada en la parte superior de la pata de la estructura. Este proceso es posible fundamentalmente en aguas poco profundas. Hoy en día, nuevas técnicas permiten la fijación segura de los pilotes utilizando percutores submarinos (conocidos como martillos *slimline*) que hacen posible la fijación de pilotes en aguas bastante más profundas.

La instalación de las plataformas de gravedad tiene la peculiaridad de que se realiza al mismo tiempo que el término de la construcción. Los tanques son transportados parcialmente sumergidos por remolcadores hasta el lugar de la instalación. Hecho esto, los tanques siguen siendo contruidos y hormigonados. A medida que se llenan los tanques, la plataforma se va hundiendo por gravedad hasta el punto en que comienza la construcción de las columnas. Poco a poco y con el aumento del peso de

la estructura, la plataforma se va hundiendo hasta que alcanza el suelo marino donde quedará fijada. La instalación se concluye cuando la planta de procesado se monta sobre la estructura de hormigón.

Las plataformas auto-elevables son trasladadas al mar utilizando sus propias patas así como gatos hidráulicos. Una vez trasladada al punto en que se pretende ubicar, generalmente mediante remolcadores, pues el casco flota cuando tiene las patas elevadas, se fija una parte de las patas a la estructura. Se finaliza la instalación de la *Jack-up* cuando mediante el uso de potentes motores, se utiliza la capacidad de auto-elevación de las patas enrejadas, que son lanzadas hacia el fondo marino y lastradas, mientras se levanta el casco hasta la altura máxima del oleaje.

Las plataformas tipo compliant normales (no atirantadas) se transportan en dos partes que se ensamblan mar adentro [11]. Por el contrario, las que llevan sistema de tirantes suelen trasladarse ya en una sola pieza, por lo que la instalación se centra en el amarre de la plataforma. Normalmente, este se suele realizar con la ayuda de barcas grúa con capacidad de incrustación de pilotes para el anclaje. La instalación de los amarres se comienza por el pilotado en el fondo marino, conectando después las líneas de amarre a este y, finalmente, al sistema de tirantes preinstalado de fábrica en la torre compliant.

2.3. Instalación de las plataformas flotantes

Las plataformas flotantes, como el resto de los buques, poseen inicialmente seis diferentes grados de libertad de movimiento: tres movimientos de traslación en dirección de los ejes X, Y y Z, llamados, respectivamente, avance (*surge*), deriva lateral (*sway*) y arfada o elevación (*heave*); y tres movimientos de rotación alrededor de cada uno de los ejes, denominados cabeceo (*pitch*), balanceo (*roll*) y guiñada (*yaw*).

Bajo este criterio, las plataformas flotantes pueden ser clasificadas como unidades con flotación neutra y unidades con flotación positiva. Las de flotación neutra son aquellas que vibran en los seis grados de libertad y entre ellas se encuentran los

FPSO, las plataformas semi-sumergibles y las Spar. Las plataformas con flotación positiva tienen un empuje mayor que su peso y son ancladas al fondo marino por líneas que se mantienen siempre en tensión, llamadas tendones y que restringen los grados de libertad de arfada, cabeceo y balanceo. Es el caso de las TLP.

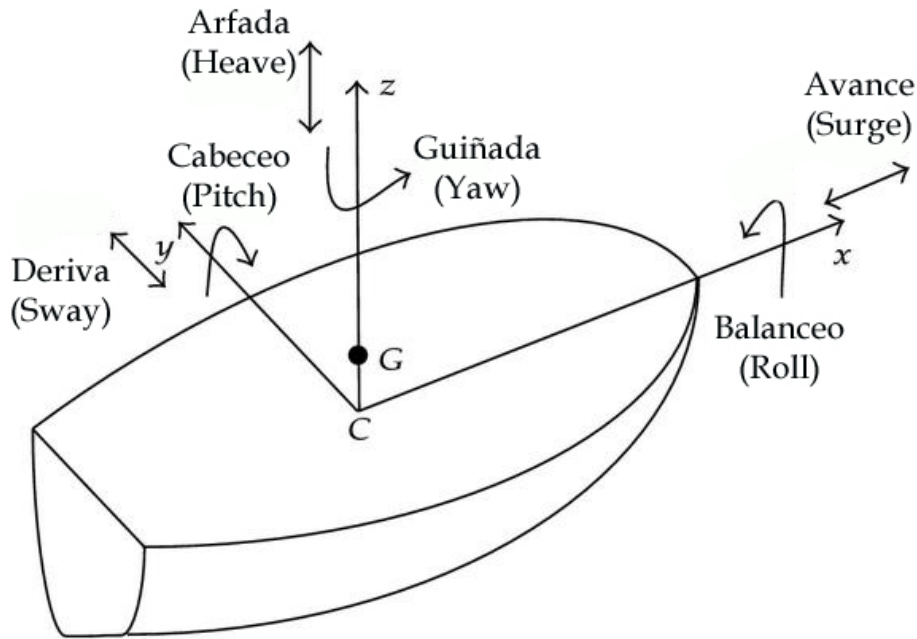


Fig. 4: Los seis grados de libertad de una estructura flotante

Fuente: <http://www.hindawi.com/journals/mpe/2010/934714/fig1/>, modificado por el autor

La instalación de una plataforma flotante supone, por tanto, la limitación de los grados de libertad del plano XY (avance, deriva y guiñada) para conseguir que la plataforma quede ubicada sobre el pozo. Esto se consigue generalmente mediante sistemas de fondeo y anclaje y, en algunos casos, gracias a la utilización de equipos de posicionamiento dinámico.

En los capítulos siguientes analizamos en profundidad los equipos y técnicas de fondeo que se utilizan más habitualmente para la instalación de plataformas flotantes en aguas profundas, una descripción de los usos y características del posicionamiento dinámico, así como una relación de los tipos de instalación que son más comunes en cada tipo de estructura flotante.

Capítulo 3:

Sistemas de posicionamiento pasivo

Desde que el hombre ha comenzado a transportarse por ríos o mares, ha tenido la necesidad de fijar, al menos temporalmente, su embarcación. Durante milenios, los sistemas de anclaje han consistido en una piedra u otro objeto pesado atado mediante una cuerda a la embarcación y, de hecho, los actuales sistemas de posicionamiento pasivo no difieren en gran medida de esa idea.

Mientras que, en los usos tradicionales, las embarcaciones se fondean tan solo de forma temporal, con el desarrollo de la industria offshore se creó la necesidad de sistemas de anclaje permanentes. Este hecho ha propiciado el ingenio de sistemas de fondeo más evolucionados y resistentes, capaces de hacer frente tanto a los fenómenos naturales del medio marino como al paso del tiempo.

Un sistema de fondeo se utiliza para el mantenimiento de la posición de un barco o plataforma flotante en aguas profundas. Dependiendo del tipo de sistema, se compone de una o más líneas de anclaje unidas mediante conectores a anclas. En este capítulo describiremos los tipos de amarre más utilizados en plataformas offshore y haremos un breve estudio de cada uno de los elementos del sistema (líneas de anclaje, conectores y anclas) [2], [12], [13], [14], [15].

3.1. Tipos de fondeo y anclaje

Podemos señalar tres grandes tipos de sistemas de posicionamiento pasivo para una plataforma offshore flotante: anclaje vertical mediante tendones, anclaje de líneas dispersas (*spread mooring*) y anclaje de punto único (*single point mooring*). Dentro del anclaje de punto único distinguiremos dos tipos bien diferenciados: el anclaje de torreta (*turret mooring*) y los anclajes monoboya.

Los anclajes de tendones son exclusivos de las plataformas TLP y consisten en una serie de tubos de acero verticales conectados al suelo marino mediante unas plantillas o pilotes.

Un sistema de líneas dispersas, es un grupo de líneas de anclaje en el fondo marino conectadas tanto en la proa como en la popa de la embarcación o simétricamente en plataformas con planta geométrica. La disposición simétrica de las anclas ayuda a mantener el barco fijo en su ubicación de partida impidiendo no solo el avance y la deriva, sino también la guiñada de la embarcación. Este tipo de amarre es bastante versátil, ya que puede ser utilizado a cualquier profundidad del agua aunque, por regla general, se usa bajo condiciones climáticas benignas.

Los sistemas de punto único conectan todas las líneas en un solo punto. El anclaje de torreta se utiliza fundamentalmente en instalaciones flotantes de tipos FPSO en emplazamientos con condiciones climatológicas adversas. Se utilizan líneas de anclaje múltiples que se agrupan en una plataforma giratoria construida en el propio buque. Así, la estructura puede girar de modo libre en torno a la torreta, con el objetivo de buscar una orientación adecuada a las condiciones climáticas reinantes. Los sistemas monoboya no son realmente un sistema de fondeo permanente de la plataforma, sino un sistema de amarre temporal a una torreta fija por gravedad o, más frecuentemente, a una boya anclada al lecho marino cuyo anclaje puede ser, a su vez, mediante varias líneas (boyas tipo *CALM*) o mediante una única línea de anclaje (boyas tipo *SALM*).

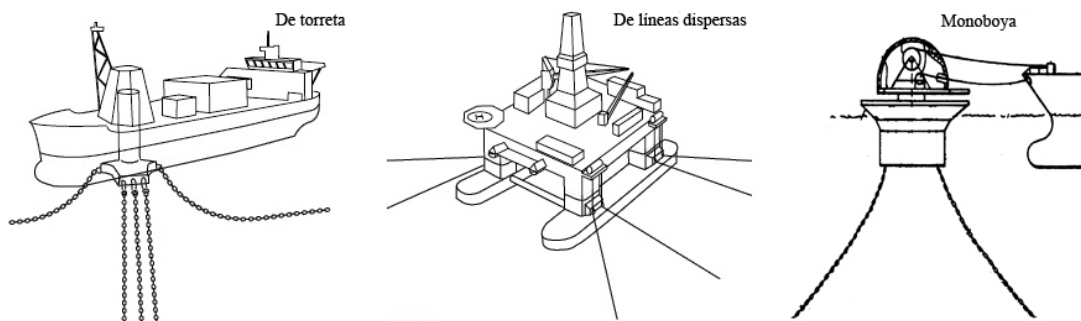


Fig. 5: Sistemas de fondeo

Fuente: [12], Pág. 6, modificado por el autor

3.1.1. Sistema de tendones verticales

Las plataformas de patas tensoras tienen un sistema específico de fondeo. Se trata de un sistema de tubos de acero dispuestos verticalmente que pueden ser tensados mediante unos cilindros hidráulicos que se alojan en las columnas de la plataforma.

Estos tubos de acero, llamados normalmente tendones, limitan esencialmente el movimiento de arfada ya que, en cierto modo, funcionan como un péndulo invertido gracias a la rigidez de los tendones y al exceso de flotabilidad del casco de la plataforma.

Los tendones se anclan al suelo marino mediante pilotes individuales clavados, grupos de pilotes o basamentos de hormigón (conocidos como *plantillas de base*)

3.1.2. Sistema de líneas dispersas

El sistema de líneas dispersas consiste en múltiples amarres que se conectan a la plataforma mediante pasacabos y al fondo marino mediante anclas.

La dispersión de los amarres puede hacerse de forma simétrica (especialmente en las plataformas que presentan cierta simetría geométrica, como las Spar o las semi-sumergibles) o agrupadas alrededor del perímetro de la estructura. Los amarres de líneas agrupadas suelen ser más efectivos para evitar los efectos indeseables de pérdida de la posición en el caso de rotura de alguna de las líneas de fondeo. Eso hace que las autoridades de certificación recomienden dicho agrupamiento, lo que hace que sea más comúnmente utilizado.

Dependiendo de cómo se establezcan las líneas de fondeo, los sistemas pueden clasificarse en sistemas de catenaria, de líneas tensadas (*taut mooring*) o de líneas semi-tensadas.

El sistema de catenaria con líneas de cadena o cuerda es el sistema más utilizado en aguas poco profundas. En el fondo del mar la línea de amarre queda horizontal y, en consecuencia, la línea de amarre tiene que ser más larga que la profundidad del agua. Este aumento de la longitud de la línea de amarre también aumenta su peso. A

medida que aumenta la profundidad del agua, el peso de la línea en catenaria también aumenta haciendo que el sistema se vuelva económicamente inviable.

Por el contrario, el sistema de líneas tensadas normalmente utiliza cuerdas sintéticas tensas, en el que la línea de anclaje entra en el fondo marino con un ángulo de 30 a 45 grados. Tiene la ventaja de que el peso de la línea es mucho menor debido tanto a la propia ligereza del material como a la menor longitud de cuerda utilizada. Es necesario señalar, no obstante, que mientras que el sistema de catenaria solo está sometido a fuerzas horizontales, los sistemas de líneas tensadas deben ser capaces de resistir tanto fuerzas verticales como horizontales.

Por último, el sistema de líneas semi-tensadas es una combinación de ambos sistemas en el que se utilizan tanto líneas tensadas como líneas de catenaria. Se utilizan preferentemente en aguas profundas.

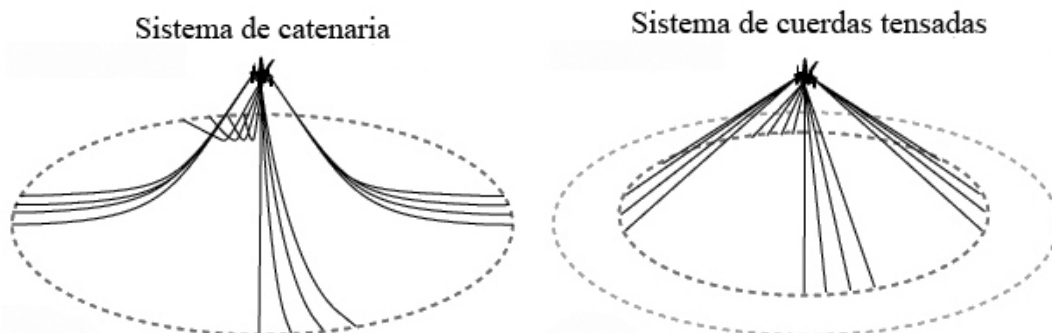


Fig. 6: Diferencia entre sistemas de catenarias y de líneas dispersas

Fuente: [12], Pág. 7, modificado por el autor

3.1.3. Sistema de torreta

Se denomina sistema de torreta a un sistema multi-funcional específico de las plataformas de tipo buque, como los FPSO. La torreta reúne en un solo elemento lo que en otros tipos de plataformas constituyen elementos separados con funciones diferenciadas (elementos de anclaje y de traspaso de crudo fundamentalmente).

Una torreta incluye, por tanto, los elementos del sistema de fondeo así como el equipamiento necesario para la instalación de las líneas de amarre, y el sistema de transferencia de fluido, incluyendo los ductos de ascenso del crudo (*risers*). También

es posible que la torreta sirva como medio para suministrar energía eléctrica a las instalaciones submarinas. Puede decirse, por tanto, que la torreta resulta ser el punto de conexión entre el buque y toda la actividad desarrollada en el fondo marino.

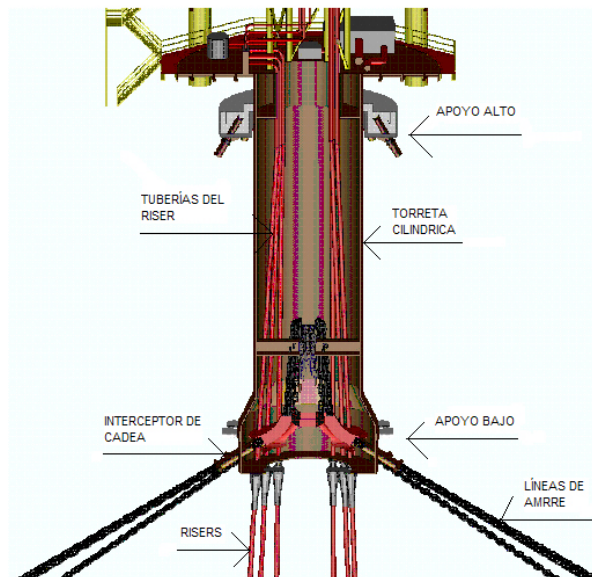


Fig. 7: Esquema de una torreta

Fuente: [14], Pág. 50

El sistema de amarre con torreta permite la rotación del buque alrededor de esta, lo que deja que el FPSO se apree al viento, presentando menor resistencia a las condiciones medioambientales y disminuyendo, en consecuencia, la carga impuesta a los sistemas de amarre o de transferencia de crudo.

Las torretas pueden ser internas o externas, dependiendo de si el acoplamiento con el buque se hace en mitad del casco o fuera de él.

Las torretas externas se encuentran generalmente en un voladizo adherido a la proa del buque. Su utilización se restringe casi exclusivamente a aguas poco profundas. El mayor problema de las torretas externas es que son mucho más susceptibles de sufrir movimientos horizontales que otros tipos de amarre similares, pero que no se elevan sobre el nivel del mar (como, por ejemplo, las monoboyas CALM que veremos en la siguiente sección), lo que hace peligrar el sistema de risers, pudiendo ocurrir que estos toquen el fondo marino o se tensen más de lo conveniente.

En los casos en que la profundidad del tirante de agua es importante o las condiciones climatológicas son extremas, es más interesante el uso de torretas internas. Estas van acopladas al casco del buque y tanto los sistemas de amarre como los risers se localizan a nivel del mar. Este tipo de torreta facilita que se instalen una cantidad más elevada de risers, ya que permite una mejor dispersión y separación de estos con las líneas de amarre.

Tanto las torretas externas como internas pueden ser permanentes o desconectables. Estas últimas tienen la ventaja de que si las condiciones meteorológicas son tan adversas que obligan a desalojar la plataforma, el buque puede separarse de la torreta y alejarse de la zona conflictiva. Los sistemas de torreta desconectables son, por tanto, más comunes en regiones con tifones o huracanes frecuentes.

3.1.4. Sistemas monoboya

Una monoboya es una estructura flotante que permite amarrar un buque y al mismo tiempo entregar o recibir, a través de ella, cualquier tipo de hidrocarburo. Las monoboyas permiten la atención de grandes buques con grandes calados, ya que pueden ser instaladas en cualquier profundidad. Se utilizan con frecuencia ya que su coste operativo es bastante bajo.

Una monoboya permite al buque amarrado a ella girar libremente alrededor de su estructura, ubicándose en la misma dirección del viento y la corriente marina, de tal forma que el buque amarrado a la monoboya ofrece la menor resistencia a las fuerzas de las olas, corrientes y vientos.

Estructuralmente se compone básicamente de una boya circular cuyo diámetro varía de 10 a 17 metros, anclada en el fondo de mar. Sobre la boya hay una estructura giratoria montada sobre cojinetes de rodillos que permite la rotación de 360 grados. Esta estructura giratoria está equipada con tuberías, válvulas, conexiones, instrumentos de navegación y control y a ella están conectadas las mangueras flotantes. Dependiendo de cómo esté amarrada la monoboya al fondo marino se distinguen, fundamentalmente, dos tipos:

- SALM (Single Anchor Leg Mooring): Consiste en una boya de amarre asegurada al fondo marino por gravedad o mediante un único pilote. El sistema de amarre de la boya al fondo marino comúnmente es una cadena larga con un elemento giratorio incorporado, para permitir la rotación de la boya y prevenir el torque de la cadena. Los buques se amarran a la boya SALM mediante uno o más cabos. Las boyas tipo SALM normalmente solo sirven como elemento de amarre y no son operativas más que en aguas someras.

- CALM (*Catenary Anchor Leg Mooring*): Se compone de la boya de amarre, cadenas y anclas, elementos de amarre para buques, mangueras submarinas y mangueras flotantes.

La boya de amarre es normalmente de acero y su tamaño típico es de 12m de diámetro por 5m de alto. El cuerpo de la boya provee la flotabilidad suficiente para todos los componentes, válvulas y tuberías que la conforman.

El sistema de anclaje de la monoboya consiste en 6 u 8 cadenas, que se extienden desde el cuerpo de la monoboya en forma radial hasta llegar a quedar aseguradas a las anclas o pilotes.

El buque se amarra a la boya por medio de uno o dos cabos denominados *hawser* asegurados a la cubierta giratoria. Las mangueras flotantes están instaladas en la cubierta giratoria a una tubería que se ubica por fuera del cuerpo de la boya. La longitud de estas mangueras está determinada por el tamaño del buque, ubicación de los múltiples y equipo de amarre disponible.

Las monoboyas tipos CALM eran frecuentes como terminales de descarga en aguas poco profundas (de 20 a 100 metros), conectadas mediante oleoductos a tierra, pero desde el año 2000 en adelante, se ha incrementado su uso en aguas profundas, a más de 1000 metros. En esos casos, su utilización es como sistema de descarga de plataformas FPSO.

3.2. Elementos de amarre y anclaje

Excepto en el caso de las plataformas de patas tensoras, el posicionamiento pasivo requiere de líneas de amarre análogas a las convencionales. En esta sección describimos sus principales componentes:

3.2.1. La línea de anclaje

La línea de anclaje puede estar compuesta de cuerda de fibra sintética, alambre, de cadena o de una combinación de los tres. Los factores ambientales (viento, olas y corrientes) así como la profundidad del fondeo son los elementos que determinarán qué materiales componen el sistema de anclaje.

La cadena es la opción más común para anclajes permanentes en aguas poco profundas (hasta 100 m), mientras que el cable de acero, por tener un peso ligero y una mayor elasticidad que la cadena, es una opción mejor en profundidades superiores a 300 m. Los cabos de fibra sintética son muy ligeros y suelen usarse en combinación con los otros dos tipos de amarre. Así, por ejemplo, en aguas de profundidades superiores a los 2000 m lo más frecuente es el uso de combinaciones de cadena, cable de acero y fibra sintética.

Esencialmente hay dos diseños de cadenas: las simples (stud link) y las compuestas (studless link). El eslabón normal de una cadena simple tiene forma de toro elongado, mientras que en el caso de una cadena compuesta hay una unión adicional en el medio de cada eslabón. Dicha unión intermedia se conoce también con el nombre de conrete. La elección de uno u otro tipo depende, en gran medida, de la facilidad para ser renovadas. Así, las cadenas compuestas se utilizan más cuando la línea de anclaje se renueva con frecuencia mientras que las simples se emplean más en líneas permanentes. Una ventaja de las cadenas compuestas es que distribuyen de modo más uniforme las tensiones aumentando la resistencia de cada eslabón hasta en un 20%. Sin embargo, tienen el inconveniente de su mayor peso.

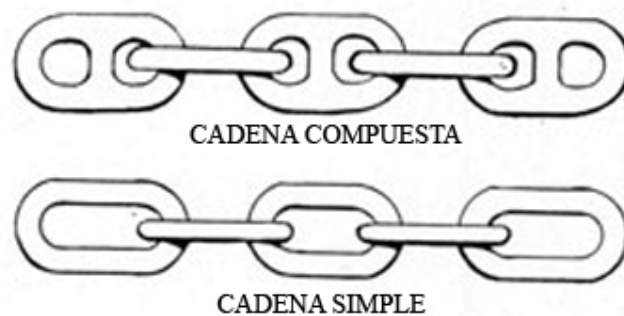


Fig. 8: Cadena compuesta (stud link) y cadena simple (studless link)

Fuente: <http://archive.hnsa.org> , modificada por autor

El uso de cadenas es ideal cuando se necesitan grandes resistencias o se prevé una abrasión excesiva de la línea. No obstante, el uso de cadenas no está exento de problemas. Los casos más frecuentes de deterioro de una cadena se deben a sobrecargas, flexión, desgaste, impactos y corrosión química. Por tal motivo, el uso de cadenas en las líneas de fondeo requiere de inspecciones periódicas regulares. En el caso de que estas no sean posibles, se deberán emplear cadenas con mayores coeficientes de seguridad que permitan el fondeo permanente.

El uso de cables metálicos en líneas de anclaje es muy frecuente ya que tienen buenas prestaciones, son sencillos de colocar y su coste económico es abordable. Una de sus principales ventajas sobre las líneas de cadena es que ofrecen una resistencia similar pero con un peso mucho menor y, además, su elasticidad es mayor. Frente a las cuerdas sintéticas presentan la ventaja de ser más resistentes a los posibles mordiscos de los peces o las fricciones con elementos marinos.

El cable típico de acero está formado por numerosos alambres torcidos en una determinada forma que le dote al conjunto de la resistencia, flexibilidad y seguridad requeridas. Cuanto mayor sea el número de alambres que componen el cable, mayor será también la flexibilidad de este pero, en contrapartida, también aumenta la posibilidad de desgaste por fricción.

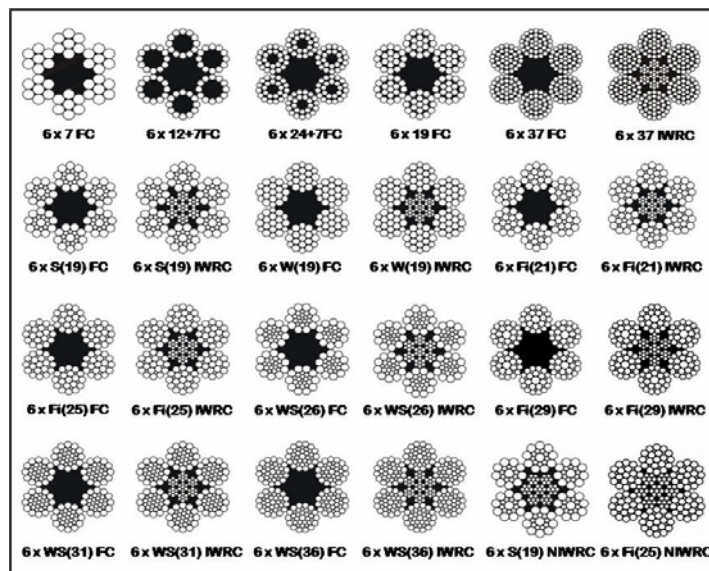


Fig. 9: Diferentes composiciones de cables

Fuente: <http://www.wonosarijaya.com>

Los cables se construyen de varias trenzas, que reciben el nombre de torones, y que se van retorciendo alrededor de un núcleo de plástico o fibra. La misión fundamental de dicho núcleo es evitar la fricción entre los torones. Es frecuente que los cables se cubran de una capa de polietileno para protegerlos de la corrosión.

Los cables ligeros de fibra sintética tienen la ventaja de que su peso es prácticamente despreciable, tienen una flotabilidad casi neutra y su elasticidad es muy buena. Su principal desventaja es que al estar sujetos a cargas requieren ser inspeccionados con bastante regularidad y reemplazados con frecuencia.

Las amarras sintéticas suelen estar constituidas por cuerdas y estas, a su vez, por hilos. Según cómo se agrupen estos elementos, se pueden obtener diferentes tipos de cabos. Los más frecuentes son:

- Cuerdas hiladas (*Stranded*), normalmente constituidas por tres cuerdas alternantes.
- Cuerdas trenzadas (*Braided*), formadas por una distribución uniforme de cuerdas.
- Cuerdas paralelas, consistentes en varias cuerdas unidas entre sí sin girar que normalmente van protegidas por una cubierta plástica.

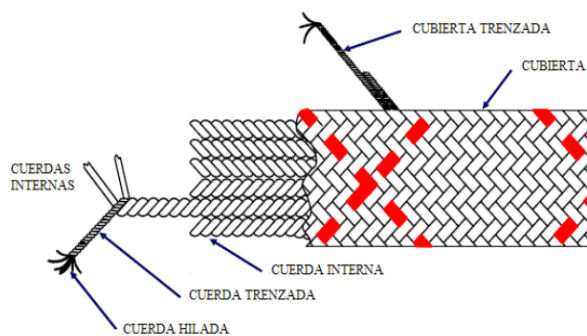


Fig. 10: Estructura de un cable sintético

Fuente: [14], Pág. 44

Las cuerdas sintéticas se suelen confeccionar con nylon, poliéster o propilenos. Las de nylon han sido las más utilizadas por su baja rigidez que las hacen idóneas en los casos en que se necesite flexibilidad longitudinal de la cuerda. No obstante, los cabos de nylon pierden resistencia fácilmente debido a la fricción y abrasión interna de las

propias fibras, por lo que en la actualidad este tipo de material está siendo desplazado por el poliéster. El propileno es más económico que el nylon o el poliéster pero rara vez se utiliza en líneas de anclaje de profundidad, debido a que pierde resistencia con ciclos cortos de carga.

3.2.2. Conectores

La importancia de los conectores para el buen funcionamiento y conservación de las líneas de anclaje es fundamental, sobre todo en líneas de fondeo con cables o cabos sintéticos, ya que la concentración de tensiones en los puntos de anclaje puede facilitar el deterioro del cabo.

La mayoría de los conectores actuales se fabrican en acero. Existen tantos tipos de conectores como proveedores de accesorios de fondeo, por lo que es imposible una descripción exhaustiva de todos ellos. Nos limitaremos a dar una breve descripción de los conectores más básicos.

La *argolla o grillete* es un tipo de conector que se utiliza con mucha frecuencia en ingeniería marítima, especialmente en líneas de fondeo en alta mar. Consiste en un arco que se cierra mediante un perno o pasador. El diseño del grillete puede variar tanto en la forma del arco como en el tipo de perno y el cierre de este. Una de las ventajas de las argollas frente a otro tipo de conectores es que pueden ser utilizados tanto en fondeos temporales como en fondeos permanentes.

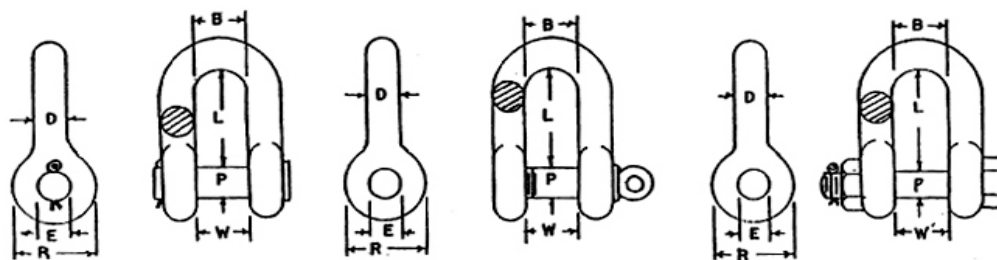


Fig. 11. Distintos diseños de grilletes

Fuente: <http://www.stainlesschain.com>

Los eslabones conectores se utilizan para conectar cabos entre sí o para la conexión de una cadena con el grillete que conectará al cabo. El más comúnmente utilizado es el *eslabón de tipo Kenter*. Este tipo de eslabón se utiliza para unir dos tramos de

cadena cuando las terminaciones de los dos tramos son de idénticas dimensiones. No se suelen utilizar en sistemas de fondeo permanentes ya que tienen poca resistencia a la fatiga. Algo similar ocurre con el *eslabón en C*, que difiere del de tipo Kenter únicamente en el mecanismo de apertura y cierre, que tampoco tiene buen comportamiento frente a la fatiga y, en consecuencia, no se suele usar más que en fondeos temporales. Los *eslabones de tipo pera* se suelen utilizar para unir tramos de la línea de fondeo cuyos extremos tienen distintas dimensiones.

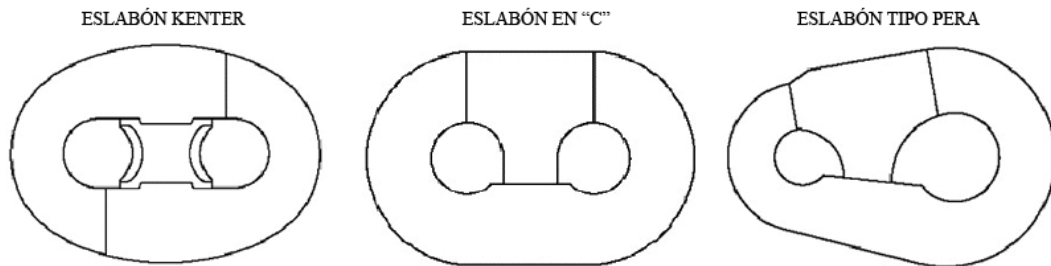


Fig. 12: Eslabones Kenter, en "C" y de pera

Fuente: [12], Pág. 9, modificado por el autor

Existen también grilletes o eslabones giratorios que permiten el giro de la línea evitando la torsión que se genera en la conexión. La diferencia entre unos y otros es la existencia o no de perno. Suelen estar situados cerca del punto de anclaje o en las conexiones entre un tramo de cadena y un tramo de cable.

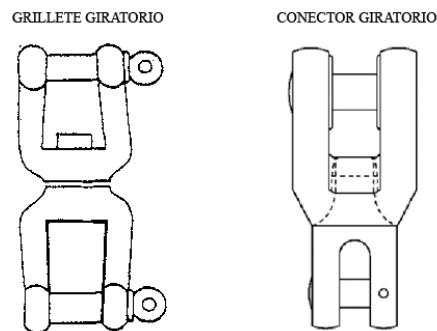


Fig. 13: Grillete y conector giratorios

Fuente: [12], Pág. 9, modificado por el autor

3.2.3. Anclas

La eficacia de un sistema de fondeo se basa, en gran medida, en la fuerza de sus anclajes. La capacidad de retención de los anclajes depende enormemente de las propiedades del suelo y de la capacidad de excavación del ancla utilizada. El punto de anclaje puede ser de distintos tipos: peso muerto, anclas convencionales de empotramiento, anclas de carga vertical, pilotes y anclas de succión.

El peso muerto es el tipo de anclaje más antiguo. La fijación al suelo se hace por gravedad gracias al peso del anclaje y al rozamiento con el fondo. En la actualidad se fabrican fundamentalmente en acero y hormigón. Entre sus ventajas se encuentran su simplicidad y que su fabricación resulta poco costosa, así como la posibilidad de ser usados en casi cualquier tipo de suelo. No obstante, el gran peso de este tipo de anclajes los hace difíciles de manipular y su capacidad de agarre disminuye enormemente en fondos con una cierta inclinación.

El tipo de ancla mayormente utilizado es el ancla de empotramiento. Como su nombre indica, el ancla de empotramiento está diseñada para penetrar en el lecho marino parcial o totalmente. La capacidad de agarre del ancla se genera mediante la resistencia del terreno frente al ancla por lo que no siempre son adecuadas para todo tipo de suelos.

Las anclas de empotramiento resisten bien grandes cargas horizontales pero no así las cargas verticales. Para subsanar ese inconveniente, recientemente se han desarrollado las llamadas anclas de carga vertical.



Fig. 14: Peso muerto, ancla de empotramiento y de carga vertical

Fuente: [12], Págs. 10-12, modificado por el autor

Las anclas de carga vertical se instalan de modo análogo a las anclas convencionales pero penetran mucho más profundamente en el terreno. Una vez que el ancla está instalada, se cambia del modo de instalación al modo normal de carga vertical, de forma que el ancla puede resistir bien esfuerzos horizontales y verticales.

Un pilote consiste en un tubo hueco, normalmente de acero, que se clava en el lecho marino mediante un martillo perforador o vibrador. La capacidad de agarre del pilote se genera por la fricción del terreno a lo largo del pilote y la resistencia lateral del suelo. Normalmente el pilote debe ser clavado a suficiente profundidad en el lecho marino para obtener un agarre adecuado. Una ventaja de los pilotes es que son capaces de resistir tanto cargas horizontales como verticales.

Como el pilote, el ancla de succión es un tubo hueco de acero, aunque el diámetro del tubo es mucho mayor en el ancla de succión. El tubo lleva una bomba conectada en su parte superior que extrae agua de su interior, creando una diferencia de presión. En el momento en que la presión en el interior del tubo es menor que la del exterior, este es absorbido por el terreno. Una vez finalizada la instalación del ancla, la bomba de succión se extrae. La capacidad de agarre de este tipo de anclas se debe al rozamiento del terreno a lo largo del tubo y por la resistencia lateral del suelo. Al igual que en el caso de los pilotes, las anclas de succión soportan bien tanto cargas horizontales como verticales.

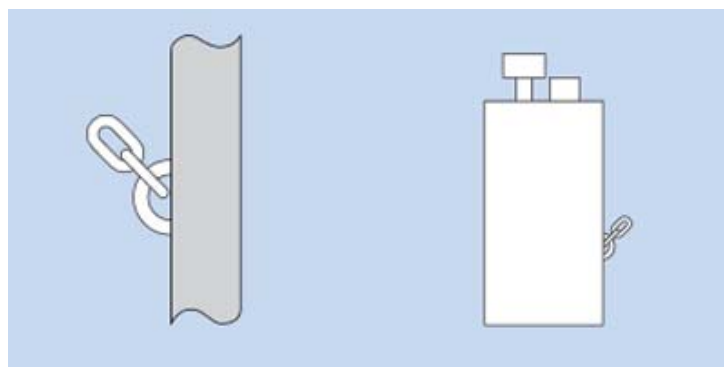


Fig. 15: Pilote y ancla de succión

Fuente: [12], Págs. 11-12, modificado por el autor

Capítulo 4:

Procedimiento y normas de fondeo

En el capítulo anterior hemos visto las distintas posibilidades de fondeo mediante líneas de anclaje y los elementos que se utilizan comúnmente para el posicionamiento pasivo de plataformas offshore.

Las maniobras de fondeo en aguas profundas no son sencillas y los procedimientos seguidos para el posicionamiento correcto de la plataforma requieren de la ayuda de buques y equipos de apoyo y ha de llevarse a cabo de forma controlada y segura. La mayoría de los protocolos de fondeos están regulados o normativizados por las clásicas normas ISO o por las guías publicadas por las distintas agencias de clasificación.

En este capítulo daremos un acercamiento a los procedimientos y las normas utilizadas en el fondeo, describiendo los servicios de apoyo al fondeo, las características de cada proceso particular de instalación de las líneas de fondeo y, por último, relacionando las normas y guías de recomendaciones publicadas por las agencias de clasificación [2], [3], [11], [14]-[18].

4.1. Equipos de apoyo

Las maniobras de fondeo raramente se realizan de manera autónoma por parte de la embarcación que constituye la plataforma sino que, en general, como muchas de las maniobras que se realizan en aguas profundas, necesita del apoyo de otros buques y de vehículos robotizados que le auxilian durante la operación.

El número y tipo de navíos auxiliares depende del tipo de plataforma que se vaya a fondear pero en casi todos los casos es necesario el uso de barcos grúa o buques ancleros y, en muchos de ellos, la utilización de vehículos con control remoto que efectúen operaciones submarinas. Describiremos en esta sección cada uno de estos tres elementos de apoyo al fondeo.

4.1.1. Buques grúa

Un barco o buque grúa es una nave preparada para el levantamiento de grandes pesos. Los primeros buques grúa no eran más que viejos barcos monocasco convertidos al incluir una grúa en la cubierta. Con el paso del tiempo, han ido apareciendo barcos grúa de tipo catamarán o semi-sumergibles que cuentan con la ventaja de mejorar la estabilidad y la capacidad de carga.

Obviamente, no todos los barcos grúa pueden levantar igual cantidad de peso y la carga máxima de trabajo de cada buque grúa especificada por el constructor y las sociedades de clasificación, debe ser tomada en cuenta para valorar el tipo de grúa que ha de utilizarse en cada operación.

La mayoría de las naves grúa, cuentan con grúas con posibilidad de giro. Sin embargo, las grúas flotantes *sheerlegs* se tratan de grúas fijas, sin capacidad de girar, por lo que la carga debe ser acercada a la grúa antes del izado. Pueden levantar desde las 50 hasta las 4.000 toneladas.

Los barcos grúa son fundamentales en muchos de los procesos de instalación de una plataforma offshore, sobre todo para el ensamblaje de las distintas partes de la plataforma, para la verticalización de las distintas estructuras que conforman la plataforma y para la conexión de las líneas de amarre, como veremos en las siguientes secciones.

4.1.2. Remolcadores de manejo de anclas (AHT)

Un remolcador de manejo de anclas o *AHT*, por el acrónimo en inglés de *Anchor Handling Tug*, es un barco construido principalmente para ayudar en el amarre o la instalación de anclas para plataformas petroleras y, en algunos casos, servir como apoyo en operaciones de rescate o contra incendios. También se pueden utilizar para el transporte de materiales desde o hacia las plataformas de perforación en alta mar aunque para esas tareas también se pueden utilizar otros tipos de barcos auxiliares.

Los buques especializados en el manejo de anclas están dotados de una amplia cubierta corrida en popa en la cual se puedan estibar y maniobrar las grandes anclas

que se utilizan para el posicionamiento de plataformas. Por regla general, cuentan con esloras más cortas de lo habitual en relación con sus mangas. Como es lógico, llevan instalado todo el equipamiento que resulta necesario (chigres, cabestrantes, etc.) para las operaciones de anclaje y pueden contar, además, con equipo robotizado de apoyo.

4.1.3. Vehículos operados por control remoto (ROV)

Una parte de la instalación de sistemas de amarre requiere un trabajo más preciso del que pueden ofrecer los grandes medios mecánicos instalados en las barcasas grúa o en los buques AHT. Para llevar a cabo dichas operaciones se ha contado tradicionalmente con la participación de buzos que realizaban los trabajos más específicos. Sin embargo, en aguas profundas no es posible la utilización de personal salvo que trabajen desde un sumergible adecuadamente acondicionado. La gran profusión de líneas de amarre, risers y otras posibles instalaciones submarinas no permite en la mayoría de los casos utilizar esa posibilidad que, por otra parte, suele ser costosa.

Es por ese motivo por el que se han desarrollado una serie de vehículos submarinos que se controlan de forma remota desde la superficie. Estos aparatos, denominados *ROV* por sus siglas en inglés (Remote Operated Vehicle) pueden ejecutar maniobras de inspección, instalación o monitoreo y cuentan con la ventaja de que, en principio, no tienen limitación de profundidad, pudiendo operar tanto en aguas muy someras como en tirantes de agua de hasta a 2500 m.

Un ROV suele estar dotado de un conexión umbilical que provee al vehículo de energía y que sirve, al mismo tiempo, para dirigir y controlar el aparato y para enviar las imágenes o transmitir la información necesaria a la superficie. El cable del ROV presenta el inconveniente de su propio peso que requiere una gran cantidad de energía para moverlo. Dependiendo de la función del ROV, puede estar equipado con una gran variedad de brazos manipuladores para realizar trabajos en las profundidades, o simplemente una cámara fotográfica con el fin de captar las imágenes del fondo del mar.

4.2. Instalación de los elementos de fondeo

Generalmente el proceso de instalación de los amarres de fondeo comienza por el posicionamiento de las anclas. Este se suele hacer con anterioridad a la llegada de la estructura de la plataforma al lugar de fondeo. Dependiendo del tipo de anclaje que se vaya a utilizar el método es algo diferente, por lo que describiremos las distintas posibilidades.

Una vez instalado el sistema de anclas, salvo en el caso de utilizar anclas de empotramiento que ya se instalan conjuntamente con el resto de la línea de fondeo, se suele proceder a conectar este con los tendones (en el caso de las plataformas de patas tensoras) o con las líneas de amarre. Se detallarán estos procesos en las últimas subsecciones de esta sección.

4.2.1. Instalación de pilotes hincados

El procedimiento de instalación de los pilotes comienza con el izado del barco en el que son transportados y su puesta en posición vertical. Para este proceso se suelen utilizar dos grúas aunque últimamente es muy frecuente que los pilotes ya vengan con una herramienta interna de levantamiento (ILT) consistente en un mecanismo hidráulico situado en la cabeza del pilote y que consigue situar este en la posición deseada.

Una vez que el pilote está verticalizado, se procede a hacerlo descender hasta el fondo marino para ser clavado o instalado en la plantilla de cimentación (en el caso de las TLP). El descenso se suele hacer también mediante grúas y hoy en día es frecuente que se monitorice mediante aparatos electrónicos de posicionamiento.

La fijación de los pilotes se realiza con un martillo que en aguas profundas suele ser hidráulico y es comúnmente utilizado conjuntamente con equipos ROV. La elección del martillo depende tanto del tipo de pilote (especialmente de su diámetro) como del suelo en el que se vaya a clavar. Hay que tener en cuenta que el hincado del pilote debe hacerse de forma que el agarre sea óptimo, lo que requiere una penetración adecuada en el lecho marino.

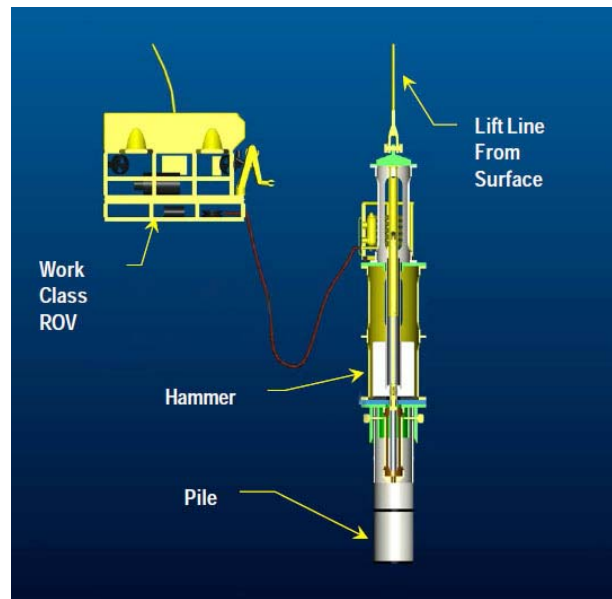


Fig. 16: Clavado de un pilote con martillo controlado por un ROV

Fuente: <http://deepdriver.com>

4.2.2. Instalación de anclas de succión

Recientemente, las anclas de succión se han convertido en el método más utilizado para anclajes permanentes en aguas profundas. A diferencia de lo que ocurre con las anclas de empotramiento, se puede determinar con una gran exactitud el lugar en el que se van a situar, lo que las hace idóneas en los campos en que hay una cierta congestión de instalaciones submarinas. Otra de sus ventajas es que no necesitan ser arrastradas, como las anclas de empotramiento, ni martilleadas como los pilotes.

En las instalaciones en aguas profundas, es frecuente que el ancla de succión se instale al mismo tiempo que la línea de fondeo. No obstante, existen también conectores adecuados para unir la línea de fondeo al ancla si esta ya está previamente incrustada en el fondo marino.

El desembarco del ancla de succión desde el barco de transporte se suele realizar mediante grúas o rampas, dependiendo del tamaño del ancla. Una vez en el agua, se hace descender mediante el uso de grúas o chigres. El momento más delicado del proceso de descenso es cuando el ancla se encuentra suspendida a poca distancia del lecho marino ya que pequeños movimientos verticales podrían hacer que el ancla

quedase parcialmente incrustada en el terreno, lo que generaría una minoración del poder de succión del ancla e, incluso, inutilizarla. Normalmente se utilizan compensadores de oleaje instalados en la grúa o el chigre para controlar dicha situación.

El posicionamiento vertical correcto del ancla de succión se suele hacer bien mediante un ROV que se sumerge junto a la propia ancla. Para situar adecuadamente el ancla se pueden utilizar cabos guía y pequeñas boyas que marquen la ubicación precisa de instalación.

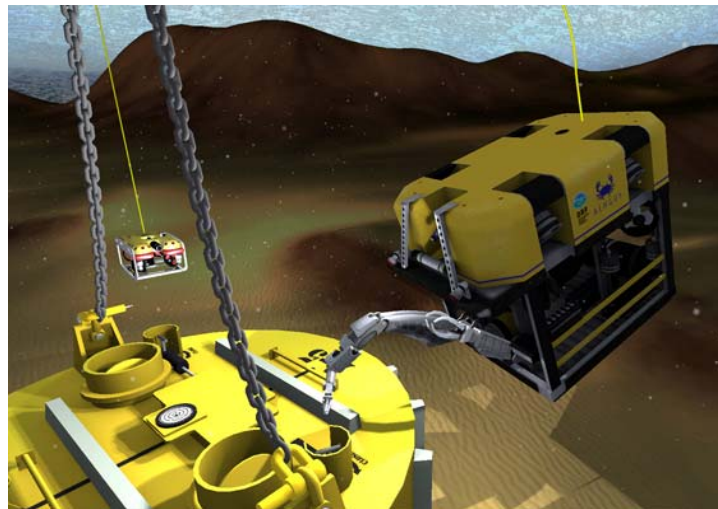


Fig. 17: ROV operando sobre un ancla de succión

Fuente: <http://www.100rmsim.com>

Cuando el ancla está en posición, el propio ROV, equipado con las bombas de succión, conecta las válvulas para comenzar con la extracción del agua del interior del ancla. El ancla penetra en el suelo como consecuencia de la diferencia de presión creada por la succión. El bombeo de agua se debe hacer de forma controlada para evitar la posible implosión de la estructura del ancla.

4.2.3. Instalación de anclas de empotramiento

Las anclas de empotramiento se han usado en todo tipo de embarcaciones y, obviamente, también se utilizan en la industria offshore. Durante décadas han sido el sistema tradicional de anclaje para semi-sumergibles de perforación, buques de

instalación y apoyo o amarres de punto único. Normalmente se utilizan en fondeos a poca profundidad o en fondeos temporales.

Algunas anclas se empotran en el lecho marino independientemente de la posición en la que lleguen al suelo. Otras, por el contrario, necesitan llegar al nivel del terreno con una cierta orientación. La instalación de dichas anclas necesitará, por tanto, del uso de una segunda línea, además de la propia línea de fondeo, para proporcionar la orientación adecuada al ancla.

La mayoría de las estructuras offshore cuentan con varias líneas de fondeo. Si se utilizan anclas de empotramiento, la primera línea puede ser lanzada desde la propia plataforma si esta se encuentra en el lugar del anclaje. También se puede proceder, como en la caso de las siguientes anclas, a instalarla con el apoyo de remolcadores de manejo de anclas (AHT). El remolcador AHT se aproxima a la proa del barco que se desea fondear hasta que está suficientemente próximo al pasacabos y desde el barco a fondear se pasa el ancla al AHT unida a una línea de amarre. Con el ancla suspendida en popa (mediante una grúa o cabestrante) el remolcador AHT se separa del barco hasta el punto de descenso del ancla. Se hace descender junto con la línea de amarre y se procede entonces al empotramiento del ancla y tensionado del amarre. En ocasiones, se señala la posición del ancla con una boya para facilitar su posterior ubicación y, si fuese el caso, su desinstalación.

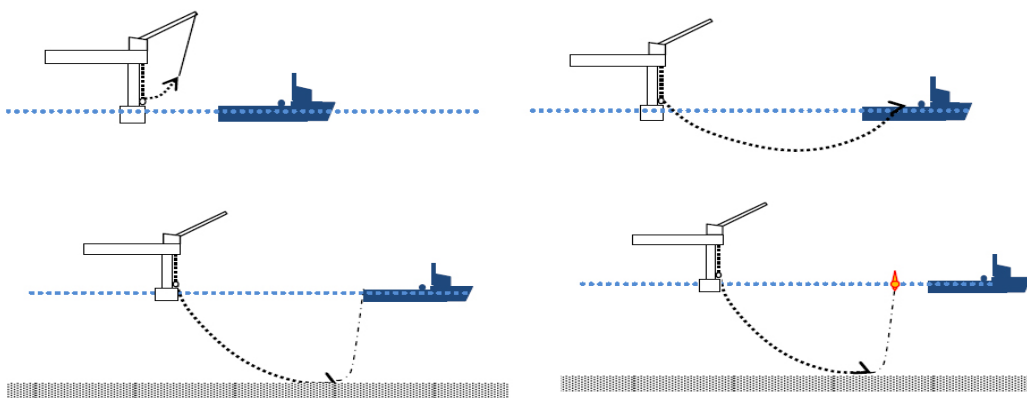


Fig. 18. Instalación de anclas de empotramiento

Fuente: [17], Pág. 62

4.2.4. Instalación de tendones para TLP

La sujeción al fondo marino de la plataforma de patas tensoras se realiza mediante tirantes verticales permanentemente sometidos a la tensión generada por la flotabilidad del casco. Los tendones se atan a la plataforma y se conectan a una plantilla de sujeción situada sobre el lecho marino. La plantilla se mantiene en el lugar mediante pilotes incrustados en el terreno. También es posible que los tendones se anclen directamente a pilotes individuales.

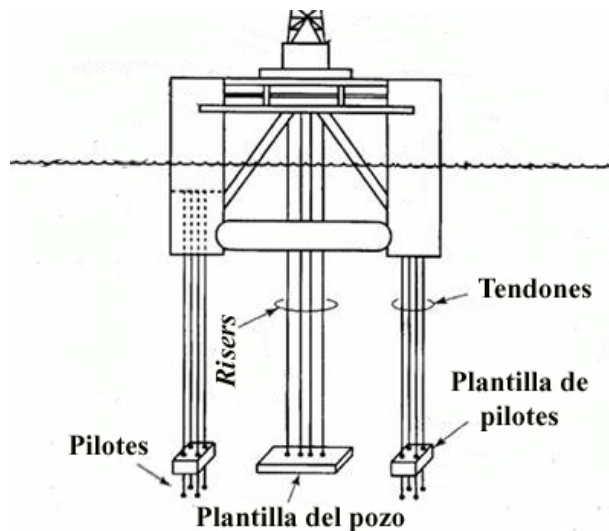


Fig. 19: Esquema de TLP

Fuente: <http://indonesianship.com>, modificado por autor

Los tendones son normalmente tubos cilíndricos de acero de unos 60 a 90 cm de diámetro y con un espesor de la pared de unos 7 a 9 cm; la longitud de los tendones depende, obviamente, de la profundidad de agua.

Un tendón típico se compone de una parte inferior, varias secciones del cuerpo principal y una sección superior con una junta de ajuste de longitud. El tramo inferior se conecta mediante un conector mecánico a los pilotes o a la plantilla de cimentación. Cada una de las diferentes partes del tendón se junta mediante un conector mecánico. Las partes del cuerpo principal se fabrican en tramos de unos 80 o 90 m de longitud y, una vez transportadas al lugar de instalación, se levantan y se colocan en posición vertical mediante un barco grúa. Durante el proceso de ensamblado, el peso del trozo de tendón ya unido lo soporta una estructura conocida

como TAF (*Tendon Assembly Frame*) que se construye a propósito para esa tarea y va acoplada en el lateral de la barcaza. Existe también la posibilidad de soldar los tramos de tendón en vez de utilizar conectores. Este sistema obliga a remolcar los tendones ya ensamblados y, una vez en el lugar de instalación, ponerlos en posición vertical mediante grúas. No obstante este método no carece de sus inconvenientes ya que el fallo de cualquiera de las partes del tendón conlleva la inutilización completa de este.

El enganche de los tendones a la plantilla de cimentación o pilotes puede hacerse antes del encaje en el casco de la plataforma o después [2].

En el caso de tendones preinstalados antes de unirse al casco, al finalizar el ensamblaje del tendón se les suele añadir un módulo temporal de flotabilidad en la parte superior que no se desacopla hasta que el tendón está completamente fijado. Una vez que el tendón se fija a la plantilla de pilotes o cimentación, el módulo de flotabilidad se va deslastrando para tensionar el tendón. Para el enganche del casco, se lastra este para sumergirlo hasta la posición de enganche con los tendones a nivel de la junta de ajuste de longitud. Una vez conectados los tendones se procede al deslastrado del casco de la TLP hasta alcanzar la tensión deseada en las patas.

Cuando los tendones se instalan al mismo tiempo que el casco, primeramente se cuelgan los tendones de los encajes correspondientes situados en las columnas de la TLP. Se procede entonces al ensamblado con la plantilla y, posteriormente, al tensionado de las patas mediante unos sistemas mecánicos adecuados.

4.2.5. Instalación de líneas de fondeo

Como hemos visto anteriormente, en el caso de utilizar anclas de empotramiento, estas se instalan al mismo tiempo que las líneas de amarre. No es ese el caso cuando se instalan pilotes o anclas de succión, lo que suele ocurrir en el caso de fondeo de plataformas Spar y de semi-sumergibles o FPSO que se anclan con sistema de líneas tensadas.

En dichos supuestos lo habitual es que una vez instalada el ancla (normalmente ya

dotada con un tramo de cadena), antes de la llegada de la plataforma, se le une el tramo de línea de amarre, dejándolo descansar sobre el fondo marino en el caso de líneas de cable metálico y cadena o, en el caso de líneas de poliéster, manteniéndolas a flote mediante algún sistema de boyas.

Cuando el casco de la estructura que se vaya a anclar llega a la posición de fondeo, se levantan las amarras mediante el apoyo de barcos grúa, cuyo tamaño dependerá del peso de las líneas de fondeo, y se procede al enganche con la parte superior de la línea de amarre ya preinstalada en la plataforma.

Una vez amarradas las líneas, se procede al tensionado de estas mediante el uso de los chigres instalados en la plataforma [2], [18].

La siguiente figura muestra el esquema del sistema de anclaje en una plataforma de tipo Spar.

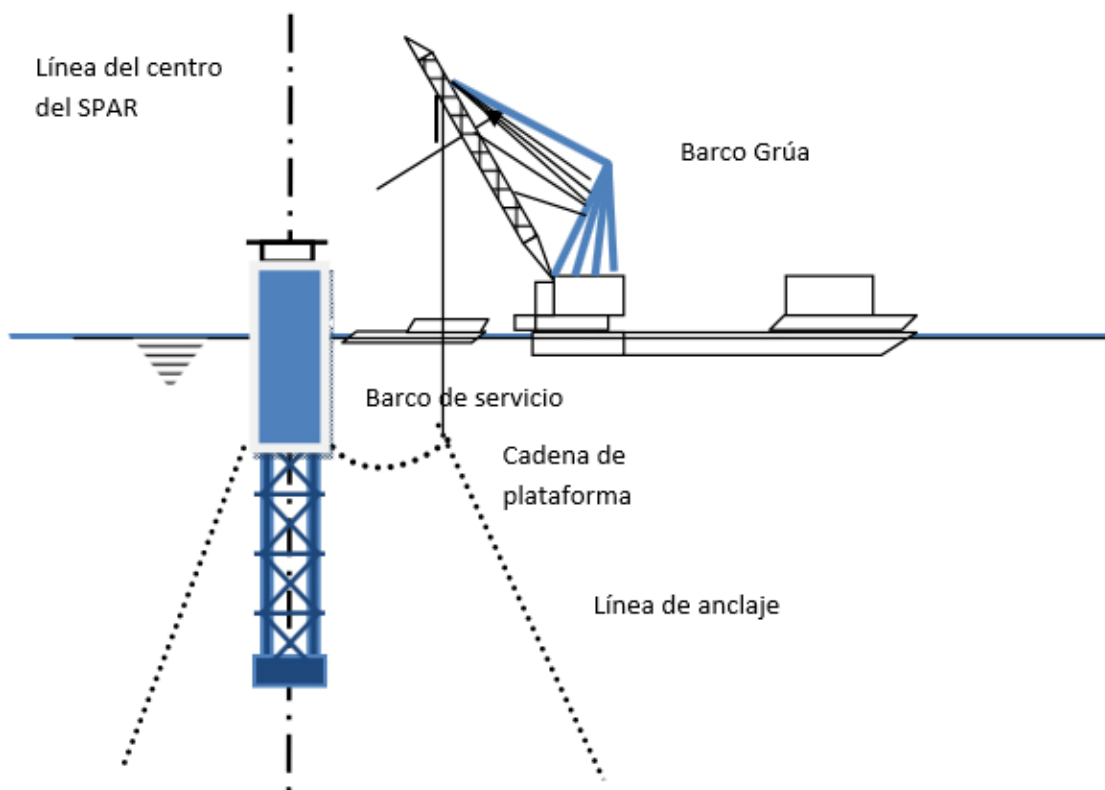


Fig. 20: Instalación de línea de fondeo en Spar

Fuente: [17], Pág. 76

4.3. *Standards* aplicables y reglas de certificación

Los requerimientos de diseño e instalación de un sistema de fondeo vienen especificados en los *standards* y reglas recomendadas por el *American Petroleum Institute* (API) y la *Organization Internacional for Standardization* (ISO) así como por *Det Norske Veritas* (DNV). También las agencias *American Bureau of Shipping* (ABS), *Lloyd's Register*, *Noble Denton*, *Bureau Veritas* y la propia Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS) publican guías con recomendaciones e información de diseño.

Los *standards* y métodos recomendados por dichas entidades no son de incorporación obligatoria en el diseño del sistema de amarre y pueden, por tanto, seguirse totalmente o solo en parte. No obstante, en caso de que el propietario de la plataforma desee que esta sea clasificada, todas las normas deberán ser aplicadas. Ese será el caso, también, si la compañía aseguradora solicita que la plataforma haya superado unos mínimos de seguridad. Hay que mencionar que no todas las guías proporcionan idénticas recomendaciones y que, incluso, estas pueden variar según la región en la que se apliquen.

Las reglas de certificación como las proporcionadas por DNV proporcionan una guía sobre los asuntos más relevantes a tener en cuenta en un sistema de fondeo. Se hace, en general, un fuerte énfasis en el análisis de catenarias de cadena y cable metálico y recientemente se añaden directrices para los casos de amarres de líneas tensadas. También se especifica comúnmente los tipos de anclas específicos, dimensiones y el poder de agarre que deben tener para cada tipo de suelo.

El objetivo principal de los *standards* es proporcionar:

- Un nivel uniforme de seguridad a los sistemas de fondeo,
- Guías para los diseñadores y abastecedores del material de fondeo,
- Un documento que sirva de referencia para las consideraciones contractuales entre los abastecedores y los contratantes.

Los *standards* normalmente se dividen en una serie de secciones que incluyen,

mayoritariamente, los siguientes temas:

- Condiciones y cargas medioambientales
- Análisis del sistema de fondeo
- Fondeo asistido por propulsores
- Equipamiento de amarre
- Comprobaciones de seguridad

La siguiente es una lista de *standards*, reglas y guías conteniendo información y recomendaciones de seguridad sobre los procedimientos o los elementos de fondeo para plataformas flotantes offshore:

1. ISO 19901-7, Station-keeping Systems for Floating Offshore Structures
2. ISO 19904-01, Floating Offshore Structures
3. API RP 2SK, Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures
4. API RP 2I, In-service Inspection of Mooring Hardware for Floating Structures
5. API Spec 2F, Mooring Chain
6. API RP 2SM, Recommended practice for design, manufacture, installation, and maintenance of synthetic fiber ropes for offshore mooring
7. DNV-OS-E301, Position Mooring
8. DNV-OS-E302, Offshore Mooring Chain
9. DNV-OS-E303, Offshore Fibre Ropes
10. DNV-OS-E304, Offshore Mooring Steel Wire Ropes
11. DNV-OS-H203, Transit and Positioning of Offshore Units
12. DNV-OS-H204, Offshore Installation Operations
13. ABS-Pub. 8, Rules for Building and Classing Single Point Moorings
14. ABS-Pub. 39, Certification of Offshore Mooring Chain
15. ABS-Pub. 90, Guidance Notes on the Application of Fiber Rope for Offshore Mooring
16. ABS-Pub. 205, Pre-Laid Position Mooring Systems
17. ND 0016, Seabed and Sub-seabed Data for Approvals of Mobile Offshore Units
18. ND 0032, Guidelines for Moorings

19. IACS W22, Offshore Mooring Chain
20. IACS UR A, Requirements Concerning Mooring, Anchoring and Towing
21. IACS Rec. 013, Standards for Ship Equipment for Mooring at Single Point Moorings

Capítulo 5:

Posicionamiento Dinámico

Cuando la perforación se inició en las zonas de aguas profundas, el uso de anclajes tradicionales para mantener la posición ya no siempre era posible. Este hecho era especialmente patente en el caso de instalaciones temporales que no resultaba económicamente viable fondear. Al comienzo de estos años los buques se posicionaban de forma manual mediante la manipulación de los sistemas de propulsión, que incluía diferentes tipos de propulsores y hélices. Esta era una operación arriesgada y vulnerable a errores humanos, lo que llevó a la invención de los primeros sistemas de posicionamiento dinámico consistentes, esencialmente, en un sistema que compensa automáticamente las fuerzas naturales (olas, viento y corriente) para mantener el buque en una posición fija. Así, el sistema de Posicionamiento Dinámico (DP) y su tecnología se ha desarrollado desde los sistemas simples de los años 60 a los sistemas avanzados de hoy, que cubren la redundancia simple, doble y triple (en el sentido que se definirá más adelante) según el nivel crítico de seguridad de la operación.

Un sistema de posicionamiento dinámico (DP) se puede definir como un sistema controlado por ordenador para mantener automáticamente un buque en su posición y rumbo utilizando sus propios propulsores y hélices. Un sistema de DP puede ser visto como un sistema completo que incluye puestos de mando, sensores de referencia de posición, girocompás y una gama de diferentes sensores que dan información al operador acerca de la situación del buque y las fuerzas que influyen en su dirección. Es, en definitiva, un sistema que automáticamente controla la posición y el rumbo del barco exclusivamente con el uso de propulsión activa [19]-[21].

La parte más importante de cualquier sistema DP es su ordenador controlador. Recibe los datos de una gran variedad de fuentes y genera comandos de propulsión con los que controla y maniobra el buque. Como en otros sistemas de regulación y

control, existe un punto de referencia (*SetPoint*) o valor deseado. Para un sistema DP este punto de referencia es una posición geográfica y un rumbo, ambos introducidos por el operador de posicionamiento dinámico (DPO) u oficial al cargo de la maniobra. La medida de la posición y el rumbo es continuamente enviada al ordenador, obteniendo la desviación o diferencia con el valor de referencia y dando este las órdenes necesarias al sistema de propulsión y gobierno para reducir (o mantener) este error a cero. Esto permite realizar operaciones en zonas donde no se puede fondear, bien porque haya una gran profundidad o bien porque el lecho marino esté congestionado por multitud de tuberías o cables.

5.1. Principios de funcionamiento

Como ya se comentó, toda estructura flotante admite 6 grados de libertad, 3 de traslación (avance, deriva y arfada) y 3 de rotación (balanceo, cabeceo y guiñada). El balanceo, cabeceo y la arfada son movimientos que el DP no puede controlar. Sin embargo, el DP debe de estar informado de estos valores para poder corregir las lecturas de los sensores de posición con respecto al centro de gravedad del buque. La unidad encargada de medir estos valores se conoce como MRU (*Motion Reference Unit*). Actualmente ya se están empezando a equipar buques DP con quillas de balance inteligentes y sistemas de lastre "intering" similares a los existentes en los buques ro-ro.

La línea de proa se determina con la información obtenida a partir de uno o más compases giroscópicos situados en los niveles inferiores del casco del buque. El Operador DP juega un papel importante en el sistema, pues debe manejar una información muy compleja. El sistema DP debe ser monitoreado y el Operador DP debe en todo momento estar alerta a cualquier irregularidad o cambios que puedan ser un peligro para el buque o la tripulación. Las operaciones se suelen llevar a cabo cerca de las plataformas petrolíferas y con un equipo costoso, donde no se pueden permitir los errores o los acontecimientos inesperados ya que la ocurrencia de tales acontecimientos puede resultar en un peligro grave o una gran pérdida económica.

Para conocer y controlar cualquier función, lo más normal es saber medirla, por lo que el ordenador se encuentra conectado a indicadores de rumbo y posición, como son los PRS (Position Reference Systems) y los giróscopos.

Los PRS dan información sobre la posición que tiene el buque en cada momento y dicha información requiere que sea mucho más precisa que en la navegación convencional. Esta precisión varía entorno a un metro o menos. Estos PRS son independientes los unos de los otros, lo que lleva a que también estén conectados al ordenador de forma independiente. Cuanto mayor sean las fuentes de suministro de información mayor será también la precisión y menor el impacto por la pérdida de datos.

Hoy en día la mayor parte de los buques llevan por duplicado los principales aparatos que les proporcionan información para poder gobernarlo. En los buques DP cobra mayor importancia este hecho, por lo que aparatos como el giróscopo o los anemómetros pueden encontrarse hasta por triplicado.

La corriente es otra variable que debe ser tomada muy en cuenta, sin embargo no es posible medirla con ningún sistema montado a bordo por lo que su valor es estimado. La continua discrepancia entre los dos valores obtenidos por el modelo matemático y los diferentes PRS nos indican que existe una corriente. El sistema de posicionamiento dinámico ha de ser capaz de corregir lo más posible dichas discrepancias.

El buque se puede gobernar gracias a sus propulsores, hélices, timones, turbinas y otros elementos y a su vez estos también deben estar ligados al sistema DP de manera que datos como rpm, azimut, rumbo o ángulo del timón son enviados a los propulsores de manera continua para que el error sea mínimo.

Para una mayor precisión, el sistema de control DP basado en las mediciones externas suele reajustar los datos mediante un algoritmo conocido como *Filtro de Kalman*.

La siguiente figura muestra es el esquema de lo que podría ser el diagrama de control de un sistema típico de posicionamiento dinámico:

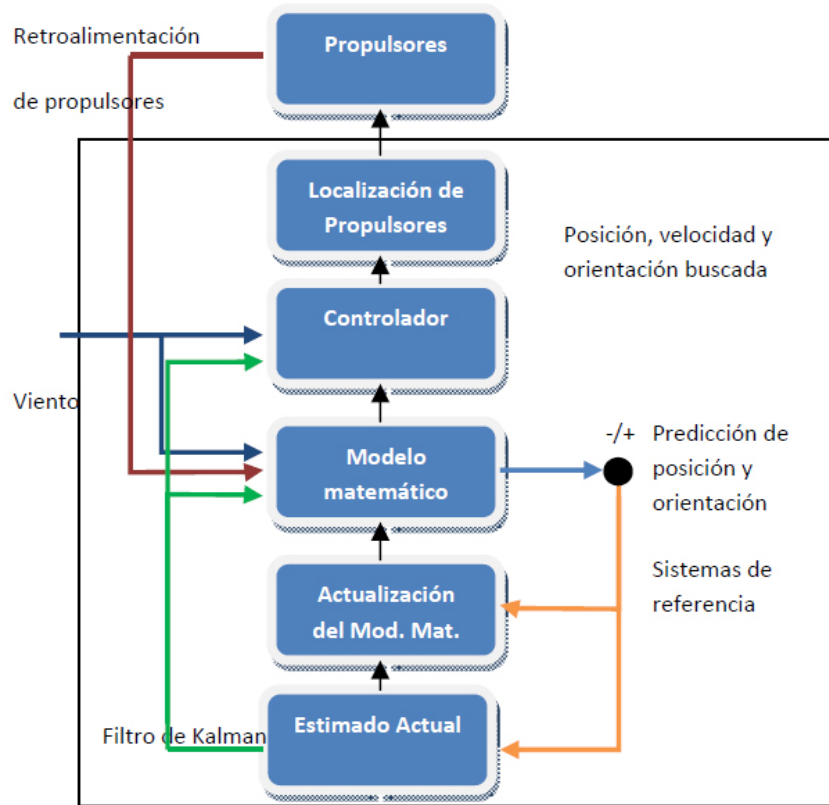


Fig. 21: Diagrama de sistema de control DP

Fuente: [17], Pág. 60

5.2. Operaciones con DP en la industria offshore

Los sistemas DP son cada vez más frecuentes en la industria petrolera offshore, especialmente en aquellos casos en que el posicionamiento no es permanente. De las múltiples operaciones que se desarrollan con este sistema de posicionamiento, nos centraremos en tres de ellas: operaciones de descarga de crudo a buques petroleros, operaciones de perforación, posicionamiento de barcos de apoyo (buques grúa o de manejo de anclas). No obstante, la aplicación de los sistemas de posicionamiento dinámico no quedan restringidos a estos usos sino que se pueden encontrar sistemas basados en DP en los ROV o en los barcos de transporte de personal y se pueden

utilizar asimismo en operaciones de muy diversa naturaleza: dragado, mantenimiento de tuberías, etc.

5.2.1. Operaciones de descarga de crudo

Como la distancia a tierra desde las plataformas offshore es cada vez mayor debido a que se perfora a mayores distancias, es imposible construir una tubería que pueda transportar la producción con suficientes garantías por lo que cada vez las compañías petroleras utilizan métodos de descarga directa desde un buque FPSO a un petrolero de transporte o bien de un terminal offshore de descarga como una monoboya. Los sistemas basados en DP tienen la ventaja en estos casos que permiten efectuar el acercamiento para la descarga de manera adecuada incluso con condiciones meteorológicas adversas.

Los petroleros DP operan bajo el principio de posicionamiento conocido como *circle-weather vaning*, consistente en que el buque posiciona su proa tocando un círculo imaginario con centro en la estación de descarga, lo que significa que se encuentra buscando el rumbo continuamente usando la menor propulsión para mantener la posición con la terminal por la proa. De esta forma se asegura que la manguera de descarga se mantenga a una misma distancia con respecto a la terminal y no exista riesgo de que se dañe. Los buques equipados con este sistema DP para operaciones en modo *weather vaning* suelen estar equipados con una mayor cantidad de hélices: dos o tres transversales en proa, dos a popa y una o dos hélices más con timón convencional. El sistema DP puede instalarse en el puente de gobierno o bien en la estación de carga.

En los procesos de descarga puede diferenciarse entre los que usan sistemas de posicionamiento absolutos y relativos. Si la descarga se hace desde una terminal offshore es necesario mantener una posición relativa con respecto a la terminal. Si por el contrario el abastecimiento se hace desde una plataforma móvil, el petrolero debe monitorizar este movimiento.

En la descarga desde una terminal anclada, el petrolero pasa a modo DP durante la primera fase de aproximación para poder recoger la estacha y la manguera de forma

controlada y segura. Una vez que la proa está a la distancia prevista de la terminal se hace firme el cabo y se conecta la manguera. Cada terminal opera bajo unas condiciones meteorológicas específicas que condicionan tanto la aproximación como la conexión o la permanencia en esta zona.

Los buques FPSO refinan crudo y lo almacenan en sus tanques. A medida que estos se van llenando debe descargarlos a un petrolero. Este se posiciona a popa del FPSO y carga por proa. La manera de posicionarse es similar a la anterior con la salvedad de que el punto de referencia de posición también es móvil. En estos casos el DP configura un cuadrado imaginario de posición donde debe situarse la proa de la lanzadera. El DP solo actúa en caso de que la proa se salga de este cuadrado. El rumbo de referencia es el rumbo del FPSO por lo que los datos de telemetría acoplados al DP deben de incluir datos relativos al rumbo del FPSO y del petrolero.

5.2.2. Posicionamiento de unidades de perforación

En la actualidad las operaciones de perforación y extracción de petróleo se realizan en zonas de mayor profundidad. Por este motivo, la cantidad de plataformas perforadoras con posicionamiento dinámico también ha incrementado, por la imposibilidad en muchos de los casos de desplegar anclas o patas en el lecho marino. Las plataformas perforadoras o MODU pueden llegar a perforar a profundidades superiores a 3500 metros y su construcción puede ser como plataforma semi-sumergible o como buque monocasco.

En grandes profundidades, además de mantener la posición del MODU exactamente encima del punto de extracción, se debe compensar el ángulo que existe entre la tubería que asciende del pozo a la plataforma y la vertical. Dicho ángulo interesa que sea lo más próximo posible a cero. A veces, debido a la corriente, el DPO debe forzar un movimiento a contracorriente para minimizar el efecto que aquella produce sobre la tubería. Existen buques perforadores que son capaces de perforar dos pozos simultáneamente, lo que supone que debe a su vez monitorizar dos valores de ángulo entre la tubería y el pozo diferentes. En estos casos se utilizan sistemas de referencia DGPS y balizas hidroacústicas, pues a grandes profundidades otros sistemas no son operativos.

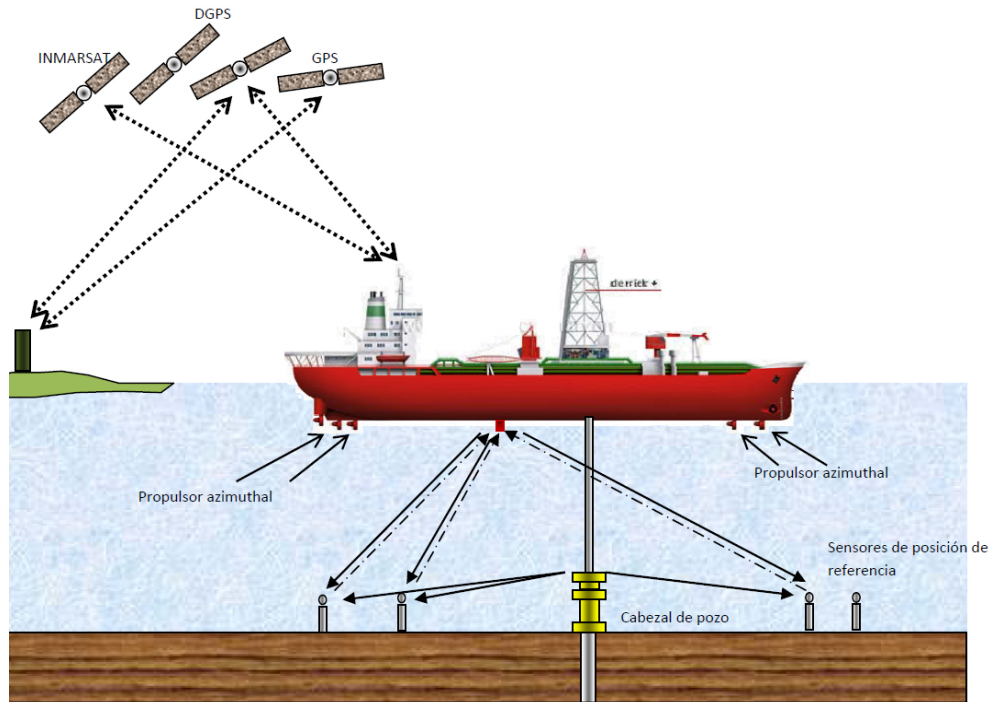


Fig. 22: Posicionamiento Dinámico de un buque de perforación

Fuente: [17], Pág. 60

El principio de medición de estas balizas hidroacústicas implica la comunicación mediante frecuencias acústicas de los equipos que están montados en el casco y otros situados en el fondo marino. El tiempo de transmisión-recepción es proporcional a la distancia que debe recorrer la señal. De esta forma se puede obtener la posición del buque midiendo el tiempo de retardo entre la emisión y la recepción. Dichas balizas son usadas como referentes para obtener la posición en los sistemas de posicionamiento dinámico, en el seguimiento de una derrota trazada previamente o en el control de un vehículo bajo el agua; en definitiva, se puede decir que se utilizan en la mayoría de operaciones con DP. Como inconvenientes diremos que la señal se atenúa debido a la transformación de una parte de la energía en calor, que es absorbido por el agua. Otro puede ser el reflejo que se produce de la señal, debido a la presencia de objetos bajo el agua, tales como plásticos, algas o burbujas producidas por las hélices propulsoras.

5.2.3. Operaciones con buques grúa o remolcadores AHT

Gran parte de buques grúa utilizan el posicionamiento dinámico en sus trabajos. Estos buques han aumentado considerablemente la capacidad de levantar pesos, sin

la necesidad de desplegar un patrón de fondeo normalmente de ocho anclas, aunque en ocasiones pueden llegar a ser catorce. De esta forma se reduce el tiempo de las maniobras así como el coste total, pues el número de efectivos necesarios para la elevación disminuye.

Como hemos visto en el capítulo anterior, el uso de remolcadores de manejo de anclas (AHT) es imprescindible en la mayoría de los casos en los que se utilizan anclas de empotramiento. Durante dicho manejo de anclas, el DP puede ser utilizado para facilitar la maniobra de traslado del ancla hasta la posición situada a la distancia deseada de la plataforma para proceder al descenso del ancla de manera precisa.

5.3. Clasificación de los sistemas DP

Uno de los requisitos clave que se debe exigir a un sistema de posicionamiento, es que sea lo suficientemente estable como para no sufrir la pérdida de la posición deseada. En este sentido se utiliza el término de *redundancia*, que podríamos definir como la habilidad del buque DP para soportar la pérdida de cualquier componente individual sin perder la posición o el rumbo.

En función del grado de redundancia del sistema, la IMO establece tres tipos distintos de sistemas de posicionamiento dinámico. Estas anotaciones no son un requisito para la clasificación del buque y han de ser asignadas sólo por petición expresa del propietario:

- **DPS-O:** Para los buques que estén equipados con control centralizado, posición manual y sistema de control automático de rumbo para mantener la posición y el rumbo en las condiciones ambientales máximas especificadas.
- **DPS-1:** Para los buques que estén equipados con un sistema de posicionamiento dinámico que sea capaz de mantener automáticamente la posición y el rumbo del buque en condiciones ambientales máximas especificadas, teniendo un sistema de control de posición manual.

Se utiliza en operaciones en las que la pérdida de la capacidad de mantener la posición pueda ocasionar daños limitados.

- DPS-2: Para los buques que estén equipados con un sistema de posicionamiento dinámico, que es capaz de mantener automáticamente la posición y el rumbo del buque dentro de un rango de operación especificado en las condiciones ambientales máximas durante y después de cualquier fallo individual, excluyendo la pérdida de uno o varios compartimentos.

Su utilización es adecuada cuando la pérdida de la posición puede acarrear daños personales, materiales o medioambientales de cierto valor económico.

- DPS-3: Para los buques que estén equipados con un sistema de posicionamiento dinámico que es capaz de mantener automáticamente la posición y el rumbo del buque dentro de un rango de operación especificado en las condiciones ambientales máximas durante y después de cualquier primer defecto, incluyendo la pérdida completa de un compartimento debido a un incendio o una inundación.

Se debe usar en aquellas operaciones en las que la pérdida de la posición conlleve o pueda conllevar la muerte de una persona, contaminación severa o daños materiales de gran impacto económico.

Hoy en día los buques destinados a operaciones de manejo de anclas y de suministro a plataformas, son construidos cumpliendo con las exigencias DPS-2. Hace años atrás la exigencia era el DPS-1 pero debido al trabajo especializado se ha pasado al DPS-2. Los buques grúa, sin embargo, se construyen normalmente siguiendo exigencias de DPS-3 ya que abarata tremendamente el manejo de cargas al no ser necesaria la utilización de sistemas adicionales de posicionamiento pasivo.

Las agencias de clasificación disponen de reglas relativas al posicionamiento dinámico. Entre ellas se pueden señalar, por ejemplo:

1. ABS Pub. 191, Guide to Dynamic Positioning Systems
2. DNV-RP-E306, Dynamic Positioning Vessel Design Philosophy Guidelines
3. DNV-RP-E307, Dynamic Positioning Systems - Operation Guidance

5.4. Comparación de sistemas DP con sistemas de posicionamiento pasivo

Pese a sus múltiples ventajas, la tecnología de posicionamiento dinámico no es siempre la mejor solución si se tiene en cuenta el coste económico. Por otro lado, aunque amarrar tenga muchas ventajas, el posicionamiento dinámico está convirtiéndose en la mejor opción en muchas operaciones porque el fondo del mar ya está atestado con tuberías y otros equipos, por lo que las anclas tienen un alto riesgo de dañar las tuberías o cables y otros equipos. A continuación destacamos las ventajas e inconvenientes que presenta el sistema DP frente a los tradicionales sistemas pasivos de posicionamiento.

Entre las ventajas del sistema del posicionamiento dinámico se pueden encontrar las siguientes:

- El navío es totalmente manejable; no se requieren tirones en ninguna etapa de la operación.
- Se obtiene un posicionamiento rápido y fácil incluso sobre una localización difícil.
- Da una respuesta rápida a las condiciones meteorológicas del entorno.
- Análogamente, responde de forma rápida a cambios de las exigencias de la operación.
- Está provisto de una cierta versatilidad dentro del sistema (por ejemplo, el seguimiento del track y otras funciones específicas).
- Tiene la capacidad de resultar operativo en cualquier profundidad de agua.
- Es capaz de completar tareas cortas más rápida y económicamente.

- Anula gran parte del riesgo de daño del equipo en el fondo del mar así como de las líneas de amarrare y anclas
- No conlleva inconvenientes del amarrare cruzado con otros navíos o plataformas fijas
- Tiene la capacidad de modificar la posición rápidamente (e incluso evita el mal tiempo).

Como contrapartida, los sistemas de posicionamiento dinámico cuentan con ciertas desventajas que habrá que valorar durante la ejecución del posicionamiento y, de ser el caso, durante la construcción del buque o plataforma que se desea posicionar. Por ejemplo, se pueden citar:

- Tiene una alta producción y gastos de explotación
- Puede fallar en su tarea de mantener la posición adecuada debido a fallos técnicos en el equipo
- Genera gastos diarios más altos comparados con los sistemas de posicionamiento pasivos.
- Conlleva un gran gasto de combustible.
- Los propulsores pueden resultar peligrosos para los equipos de buzos o para los vehículos operados por control remoto.
- Tiene la posibilidad de perder la posición en condiciones meteorológicas extremas o en aguas poco profundas y mareas fuertes.
- Requiere que más personal maneje y mantenga el equipo

Capítulo 6:

Datos específicos de posicionamiento para cada plataforma flotante

En los capítulos previos hemos descrito las diferentes posibilidades de fondeo y posicionamiento que se suelen emplear. Obviamente, no todos los tipos de plataformas se posicionan de igual manera sino que el tipo de anclaje específico depende mucho del tipo de plataforma del que se trate y de la función que esta vaya a desempeñar. En las siguientes secciones veremos qué tipos de fondeo suelen ser más comunes en cada una de las plataformas flotantes: TLP, semi-sumergibles, FPSO y plataformas Spar. La mayoría de los datos están obtenidos de las referencias [23]-[28].

6.1. Plataformas de patas tensoras (TLP)

Como ya se ha explicado, el amarre de una TLP se realiza mediante un sistema de líneas tubulares de acero conocidas como tendones. El sistema de tendones de una TLP típica consiste, como máximo, de 16 líneas aunque lo habitual es que esté formada por dos tendones por columna.



Fig. 23: Número de tendones por columna en TLP

Fuente: [23], Pág. 1

Los pilotes de anclaje pueden tener dimensiones de hasta 3 m de diámetro y 120 m de largo y se usan hasta 16 pilotes (uno por cada tendón) los cuales son hincados en el suelo marino por medio de un martillo hidráulico

El proceso usual de instalación de una TLP comienza con la fijación de la plantilla. Una vez fijada con los pilotes, se procede a la unión de los tendones y del casco. No siempre se sigue el mismo procedimiento en el ensamblado de las tres piezas. En ocasiones, se conectan los tendones a la plantilla y posteriormente se fijan estos a la estructura flotante. Otras veces se conectan los tendones y el casco de la plataforma entre sí antes de unirlos a la plantilla de base o a los pilotes.

La siguiente tabla ofrece una visión de la evolución de las TLP indicando el año de construcción, profundidad alcanzada en metros (Pr), número de tendones (NºT) y diámetro y longitud de los pilotes en metros (ØP y LP respectivamente).

TLP	Año	Pr	NºT	ØP	LP
Hutton	1984	147	16	---	---
Auger	1994	873	12	1.8	130
Mars	1996	894	12	2.2	114
Ram/Powell	1997	980	12	2.2	106
Marlin	1999	987	12	2.2	---
Allegheny	1999	1021	6	---	---
Ursa	1999	1159	16	2.4	134
Brutus	2001	910	12	2.1	104
Matterhorn	2003	859	6	2.4	126
West Seno A	2003	1021	8	1.8	77
Marco Polo	2004	1311	8	1.9	119
Kizomba A	2005	1178	8	2.2	---
Magnolia	2005	1425	8	---	---
Neptune	2008	1280	6	2.4	126
Shenzi	2009	1311	8	---	---
Big Foot	2014	1580	16	---	---

Tabla 1: Datos sobre TLP (Elaboración propia)

La tabla anterior ha sido confeccionada a partir de datos extraídos de [26]. Como indica la tabla, la profundidad mayor a la que se ha ubicado una TLP es de 1580 metros, con la puesta en funcionamiento de la plataforma Big Foot.

6.2. Plataformas Spar

Las plataformas Spar se fondean normalmente mediante un sistema de 6 a 20 catenarias agrupadas de tres en tres o de cuatro en cuatro de forma que cada grupo de amarras esté distanciado de los adyacentes por el mismo ángulo. El patrón más frecuente es de una terna de haces separados por un ángulo de 120° y compuestos de tres o cuatro líneas de fondeo cada uno. La siguiente figura muestra el esquema de un patrón de 3 haces de 4 amarras.

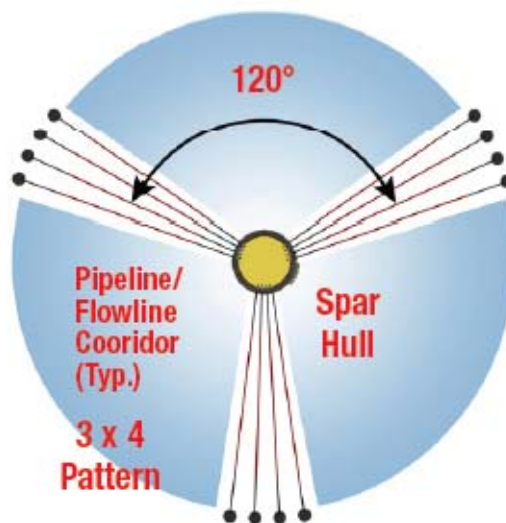


Fig. 24: Amarre más frecuente en plataformas Spar.

Fuente: [23], Pág. 1

Las líneas de anclaje son una combinación de cable de acero y cadena o de cable sintético y cadena. En el caso de uso de cable sintético, la plataforma Spar puede fondearse mediante un sistema de cuerdas tensadas en vez del clásico de catenarias, reduciendo el coste.

Cada línea de amarre está anclada al fondo marino con un pilote hincado o de succión. El pilote se amarra a la línea de fondeo que se compone, en la mayoría de los casos, de un tramo inferior de cadena, otro medio de cable metálico o sintético y el tramo superior también de cadena.

Un fondeo típico puede consistir en pilotes de unos 2 metros de diámetro y 80 a 100 metros de largo, el tramo de cadena inferior de 70-80 m, el cable central de la longitud deseada según la profundidad del fondeo y otros 300 o 400 m de cadena que se unen al casco. La huella creada por el sistema de anclaje puede alcanzar hasta 800 m de diámetro medido desde la proyección del centro del casco hasta los pilotes de anclaje.

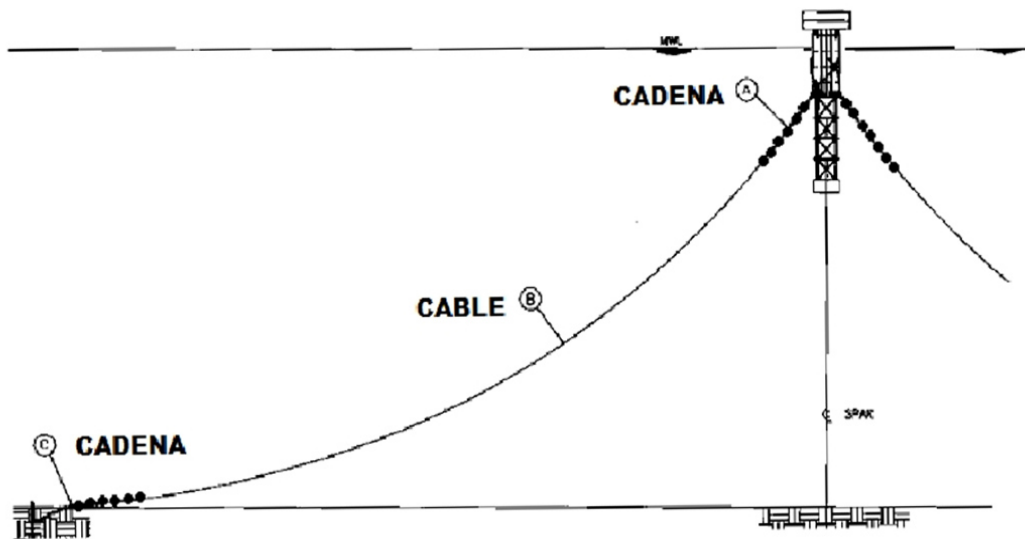


Fig. 25: Composición típica de una línea de anclaje

Fuente: [14], Pág. 45

En la tabla siguiente se detallan para una selección de plataformas Spar el año de comienzo de la actividad, tipo de Spar (clásica, Truss Spar o Cell Spar), tirante de agua en metros (Pr) en el que están fondeadas, puntal y diámetro (en metros) de la estructura tubular de la plataforma, así como el número de líneas de fondeo utilizadas en cada caso. Los datos han sido extraídos de [28].

Spar	Año	Tipo	Pr	Puntal	Diam	NºL
Neptune	1996	Clásica	590	215	22	6
Genesis	1998	Clásica	790	215	37.2	14
Hoover/Diana	2000	Clásica	1463	215	37.5	12
Boomvang	2002	Truss	1052	165.5	27.4	9
Nansen	2002	Truss	1121	165.5	27.4	9
Horn Mountain	2002	Truss	1653	169.2	32.2	9
Front Runner	2004	Truss	1015	180	30	9
Holstein	2004	Truss	1324	237.7	44.5	16
Red Hawk	2004	Cell	1616	170.7	19.5	6
Devil's Tower	2004	Truss	1710	178.6	28.6	9
Mad Dog	2005	Truss	1347	169.2	39	11
Constitution	2006	Truss	1515	167.4	29.9	9
Kikeh	2007	Truss	1330	141	32.3	10
Tahiti	2009	Truss	1250	169.1	39	13
Perdido	2009	Truss	2383	169.1	36	9

Tabla 2: Datos plataformas Spar (Elaboración propia)

6.3. Plataformas semi-sumergibles

El método más común para el posicionamiento de plataformas semi-sumergibles de producción consiste en un sistema disperso de líneas de fondeo que se amarran en cada una de las columnas del casco. No obstante, en los últimos años es muy frecuente que el semi-sumergible disponga también de un sistema de posicionamiento dinámico que actúe en conjunto con líneas de fondeo o de forma autónoma para mantener a la plataforma en posición. En el caso de los semi-sumergibles FPS dotados de sistema de posicionamiento dinámico, este no se suele usar de forma continuada sino que su uso se restringe tan solo a determinadas operaciones ya que, de otro modo, el gasto se incrementa de forma considerable.

Aunque hay plataformas semi-sumergibles con más columnas, la mayoría de ellas tienen tan solo cuatro. En tal caso, el amarre más típico consiste en un patrón de 4

haces con 3 o 4 líneas de fondeo cada uno.

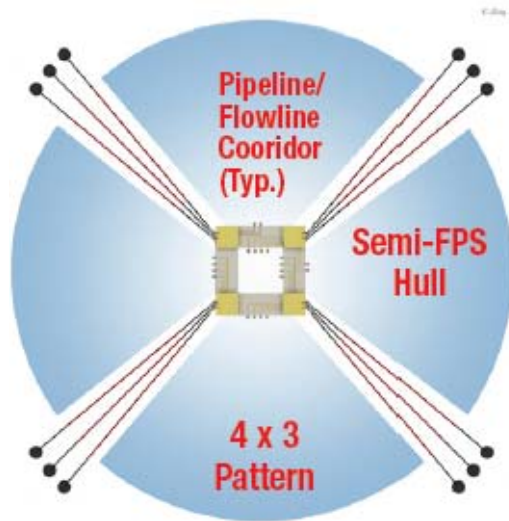


Fig. 26: Amarre típico de semi-sumergible

Fuente: [23], Pág. 1

Las líneas de fondeo son normalmente de 8 a 12 y pueden estar compuestas de cable, cadena o una combinación de ellas. Lo más frecuente es, como en el caso de las plataformas Spar, que se combinen dos tramos de cadena (el inferior y el superior) con un tramo intermedio de cable metálico o, menos frecuentemente, de poliéster. Las cimentaciones de las líneas de fondeo pueden hacerse mediante pilotes hincados, anclas de succión o incluso con anclas tradicionales.

En el caso de fondeos en grandes tirantes de agua es cada vez más frecuente la utilización del sistema de líneas tensadas, usando cable sintético en vez del clásico de acero. Pese a que el sistema de cuerdas tensadas es más costoso que un sistema de catenarias, tiene la ventaja de que garantiza un buen posicionamiento de la estructura con un menor peso del sistema de amarre. Además, para instalaciones permanentes el coste es menor que el que resultaría de utilizar posicionamiento dinámico. Cuando se fondean semi-sumergibles con cuerdas tensadas no es infrecuente el uso de anclas de carga vertical en vez de pilotes de succión.

La siguiente tabla lista los datos de las plataformas de producción semi-sumergibles que operan a mayor tirante de agua obtenidos de [26]. Se incluye, además del nombre y el año de comienzo de la producción, el tipo de ancla, el número de líneas de fondeo

y la profundidad de agua en metros a la que está fondeada.

SEMI (FPS)	Año	Tipo Ancla	NºL	Pr
Independence Hub	2007	Pilotes/Succión	12	2415
Atlantis	2007	Pilotes/Succión	12	2156
Blind Faith	2008	Pilotes/Succión	8	1979
Thunder Horse	2008		16	1849
P-52	2007		16	1795
Thunder Hawk	2009	Pilotes/Succión	12	1739
P-40	2004	Vertical	16	1080
Innovator	2006	Empotramiento	12	914
P-18	1994	Empotramiento	8	910
P-19	1997	Pilotes/Succión	16	770
P-13	1993	Empotramiento	8	625
P-20	1992	Empotramiento	12	625
P-08	1993	Empotramiento	4	423
P-51	2007		16	373
Gjoa	2010	Vertical	16	360
Northern Producer	2009		8	350
Troll C	1999		16	340
Visund	1999		16	335
Njord A	1997	Vertical	12	330
Åsgard B	2000	Vertical	16	300

Tabla 3: Datos para semi-sumergibles FPS (Elaboración propia)

El número de semi-sumergibles activos es bastante elevado (en 2003 se contabilizaban 170 [www.petrowiki.org]) y son muchas por tanto las variantes de posicionamiento y anclaje. Como orientación, describiremos el sistema utilizado por el semi-sumergible fondeado a mayor profundidad hasta el momento: el *Independence Hub* situado en el Golfo de Méjico:

- 12 líneas de amarre (3 por cada columna del semi-sumergible)
- Cada línea se compone de tres partes diferenciadas: las dos extremales de

cadena y la central de poliéster

- El grosor aproximado de cada línea de amarre es de 23 cm.
- El sistema de fondeo es de líneas tensadas y cada línea tiene una longitud aproximada de 4 km.
- La fijación al suelo se realiza mediante anclas de succión de 4 m de diámetro por 30 m de longitud.

Las semi-sumergibles de perforación (MODU) pueden amarrarse siguiendo este mismo esquema pero, hoy en día, salvo que operen en aguas poco profundas, suelen estar equipados con sistemas de posicionamiento dinámico que, como se ha visto en el capítulo anterior, permite posicionar correctamente la plataforma sobre el pozo.

6.4. Buques FPSO

La mayoría de los barcos FPSO emplea un sistema de fondeo fijo. No obstante, en los últimos años, es cada vez más frecuente la aparición de FPSO con sistemas de posicionamiento dinámico.

Los sistemas de fondeo fijo son generalmente de líneas dispersas o de anclaje por torreta interna o externa. Los de líneas dispersas se efectúan con varias amarras equiespaciadas tanto en proa como en popa. En el sistema con torreta, esta también se suele anclar mediante un sistema disperso con un patrón de 3 haces con 4 amarras.

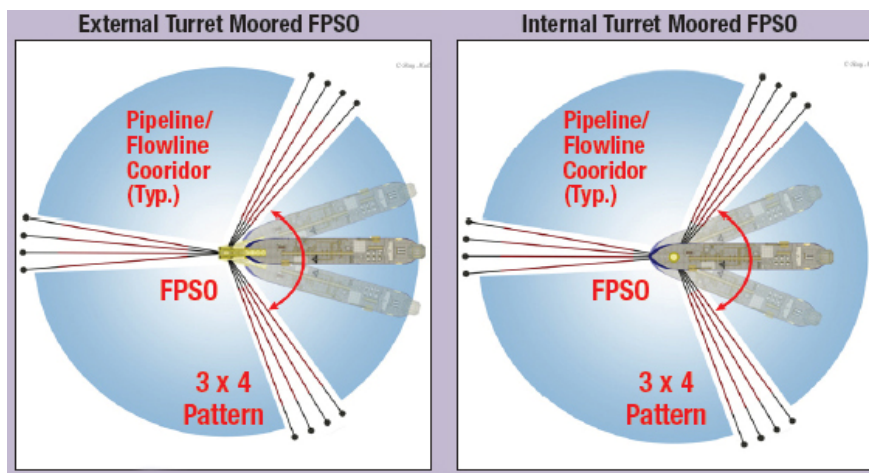


Fig. 27: Fondeo de FPSO con torreta externa y con torreta interna

Fuente: [23], Pág. 1

Recordemos que la torreta puede ser permanente o desconectable. La elección de un sistema permanente o desconectable depende, sobre todo, de las condiciones meteorológicas a las que vaya a estar expuesta la plataforma. Es más común el uso de sistemas permanentes aunque en zonas de intensa actividad de tifones, huracanes o donde existe peligro de amenazas por icebergs se suelen preferir los sistemas desconectables para preservar tanto el buque como la integridad del personal de la plataforma. Por ejemplo, los FPSO del Mar del Norte suelen fondearse con torreta permanente ya que las condiciones climatológicas no suelen ser adversas salvo en determinados periodos previsible en los que se paraliza la actividad humana. Por el contrario, en algunas explotaciones del Golfo de Méjico el personal es evacuado ante un aviso de huracán. En aquellas plataformas con anclaje permanente la evacuación se suele hacer mediante helicópteros lo que suele ser menos seguro que el traslado completo de la tripulación en el propio barco posible si la torreta es desconectable o se usa posicionamiento dinámico. La siguiente gráfica muestra la proporción de cada tipo de fondeo (elaborada según datos de [25]).

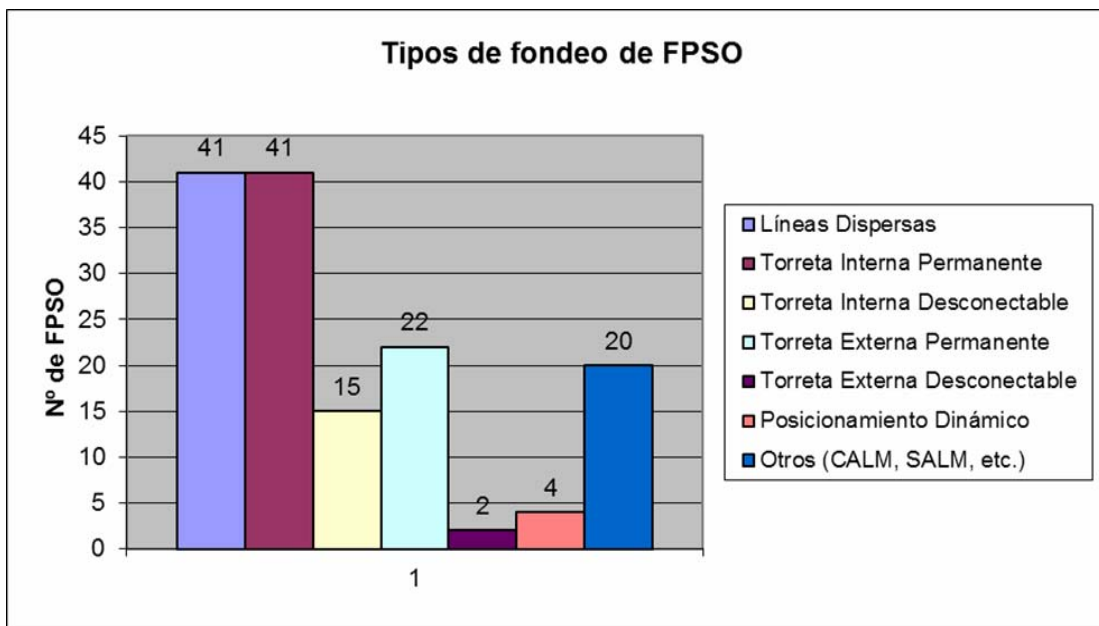


Fig. 28: Número de FPSO por tipo de fondeo

Fuente: Elaboración propia

La elección de un determinado sistema de fondeo, tanto en el caso de líneas dispersas como para las torretas, depende más de la altura del oleaje, de las direcciones de viento y corrientes y del tamaño del buque que de la profundidad del tirante de agua.

Como ocurre en otros tipos de plataformas, a medida que la profundidad crece se suele preferir el uso de líneas de cable sintético en vez de las tradicionales de cadena y cable metálico. El de líneas de amarre suele oscilar entre 6 y 12. No obstante, el barco *Cidade de Angra dos Reis*, fondeado a 2149 m en el campo de Tupi (Brasil), dispone de un sistema de fondeo de 24 líneas dispersas.

De los FPSO operativos durante el año 2014, tan solo cuatro cuentan con sistema de posicionamiento dinámico. El más antiguo de todos es el navío *Munin*, de 1997, que cuenta además con dos torretas desconectables. Los otros FPSO con posicionamiento dinámico son el *Toisa Pisces*, del año 2002, el *Dynamic Producer*, de 2011 y el *BW Athena*, de 2012.

El buque fondeado en un mayor tirante de agua hasta el momento es el *BW Pioneer*, fondeado a unos 2500 m en el Golfo de Méjico mediante una torreta desconectable. Es destacable que los FPSO fondeados en mayor profundidad de agua corresponden a buques reconvertidos y no a navíos de nueva construcción, como muestra la siguiente Tabla (se incluyen los buques fondeados a menor y mayor profundidad en ambos casos).

Buque	Año	Prof. (m)	
Hai Yang Shi You 113	2004	20	Nuevo
Kizomba A	2004	1200	
Agbami	2008	1462	
Armada Perkasa	2008	15	Reconvertido
Fluminense	2003	670	
P-48	2005	1035	
Xikomba	2003	1480	
Cidade de Angra dos Reis	2010	2149	
Pioneer	2012	2500	

Tabla 4: Profundidad FPSO de nueva construcción/reconvertidos (Elaboración propia)

Conclusiones

Las primeras plataformas petrolíferas eran estructuras fijadas al fondo del mar. Sin embargo, con la necesidad de perforar en aguas más profundas, ha sido necesario desarrollar plataformas flotantes. Los principales tipos de plataformas flotantes que se utilizan en la industria de los hidrocarburos son: plataformas de patas tensoras, semi-sumergibles, plataformas Spar y plataformas monocasco.

Los sistemas de posicionamiento pueden ser pasivos, utilizando fondeos y anclajes, o bien activos, compuestos de propulsores que permiten mantener la estructura flotante en la posición deseada.

Los sistemas de posicionamiento pasivo son utilizados con más frecuencia en plataformas de producción, que suelen tener una ubicación fija determinada por el emplazamiento del pozo, mientras que los sistemas activos, como el posicionamiento dinámico, son más comunes en plataformas de perforación ya que estas no permanecen constantemente posicionadas en el mismo lugar.

En los sistemas de posicionamiento pasivo, es fundamental que tanto el tipo de fondeo como los elementos de la línea de anclaje se seleccionen de manera adecuada al tipo de plataforma, a las características ambientales y del suelo marino, y a la profundidad de tirante de agua en que se desea ubicar la estructura. En este sentido, un buen diseño del sistema tendrá que evaluar el uso de sistemas de líneas dispersas o de anclajes monopunto, el tipo de ancla utilizada y si los amarres se hacen en catenaria o mediante líneas tensadas, lo que supondrá, también, determinar qué tipo de materiales se emplean en la línea de fondeo.

El posicionamiento dinámico se puede utilizar de forma autónoma o al mismo tiempo que sistemas de posicionamiento pasivo. Es más frecuente en plataformas y buques con movilidad y su nivel de redundancia (y por tanto su clasificación) dependerá en gran medida del tipo de operaciones que deban acometerse desde la plataforma.

Conclusions

The first oil platforms consisted on structures which were fixed to the seabed. However, the need to drill in deeper waters has made it necessary to develop new floating platforms. The main types of floating platforms that are used in the oil and gas industry are: tension leg platforms, semi-submersibles, Spar platforms and monohull platforms.

Positioning systems can be passive, based on moorings and anchors, or active, which use propellers and thrusters in order to let the floating structure maintain the desired position.

Passive positioning systems are more commonly used in production platforms, which usually have a fixed location determined by the well position, while active systems, such as dynamic positioning, are mainly installed in drilling ships and semi-submersibles since they do not generally remain positioned in the same place.

In passive positioning systems, it is essential that both the type of mooring and the elements of the anchor line are selected accordingly to the type of platform, to the environment and soil characteristics, and to the depth of water in which the structure will be moored. Therefore, a good design of the mooring system will have to evaluate the use of spread mooring or single point mooring, the type of anchor to be used and whether the moorings should be made in catenary or taut leg systems, which will also imply the determination of the type of appropriate materials for the mooring line.

Dynamic positioning can be used independently or in combination with passive positioning systems. It is more frequently used in platforms and ships meant to be moved from one place to another and its level of redundancy (and hence its classification) depends largely on the type of operations to be undertaken at the platform.

Bibliografía

- [1] AFONSO DE AMORIM, M., *Plataformas off-shore*, E.U. Politécnica, Universidad de A Coruña, Ferrol, 2001.
- [2] CHAKRABARTI, S.K., *Handbook of offshore engineering (Vols. I-II)*, Elsevier, Oxford, 2005.
- [3] MATHER, A., *Offshore engineering*, Witherby Pub., London, 1995.
- [4] CAÑAMERO TORRES, F.J., *Análisis de estructuras offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ANSYS*, E.T.S. Ingenieros, Universidad de Sevilla, Sevilla, 2010.
- [5] OLIVEIRA DE AMORIM, T., *Plataformas offshore. Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento*, Univ. Est. Zona Oeste, Rio de Janeiro, 2010.
- [6] SKAUG, L.C., “New designs advance Spar technology into deeper water”, *Oil & Gas Journal*, vol. 96 (44), [en línea], 1998, [acceso diciembre 2014], URL: <http://www.ogj.com> .
- [7] PRATT, A., “Floating wind turbines”, [en línea], 2012 [acceso febrero 2015], URL: <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/pratt1/> .
- [8] NAQVI, S.K., *Scale model experiments on floating offshore wind turbines*, Worcester Polytechnic Institute, Worcester, 2012.
- [9] CAICOYA, M. ; ALZA, B; COUÑAGO, B, “Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar”, *Actas del 50º Congreso de Ingeniería Naval e Industria Marítima 2011* [en línea], 2011, [acceso enero 2015], URL: <http://oa.upm.es/9929/> .
- [10] GONZÁLEZ BRANTUAS, S., *Aspectos constructivos de las instalaciones eólicas offshore*, Universidad de León, León, 2011.
- [11] REEG, J.B. *et al.*, *Deepwater Development*, OCS Report, New Orleans, 2000.
- [12] VRYHOF ANCHORS, *The guide to anchoring (Anchor Manual)*, [en línea] 2010, [acceso diciembre 2014], URL: <http://www.vryhof.com>
- [13] ALMAZÁN, J.L *et al.*, *Ingeniería marítima: sistemas de fondeo y anclaje*, Univ. Polit. Madrid, Madrid, 2001.

- [14] RODRÍGUEZ RAMÍREZ, M.A, *Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas*, Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2009
- [15] GERWICK, B.C. Jr., *Construction of marine and offshore structures*, CRC Press, Boca Raton, 2007.
- [16] WICHERS, J, *Guide to single point moorings*, CreateSpace Indep. Pub., 2013
- [17] ROMERO MATA, O., *Una comparación de conceptos alternativos para un yacimiento de gas en aguas profundas mexicanas enfocado en operaciones marinas*, [en línea], 2009, [acceso enero 2015], citado como “Proyecto 2009”, URL: <http://comunidad.ingenet.com.mx/aguasprofundas> .
- [18] D’SOUZA, R, "State-of-the-art of spread moored systems for deepwater floating production platforms”, *Offshore Magazine*, 62 (10), 2002, pp. 1-3.
- [19] CHAS, C.S; FERRERIO, R., “Introduction to Ship Dynamic Positioning Systems” *Journal of Maritime Research*, Vol.V. No.1, 2008, pp. 79-96.
- [20] LÓPEZ DURÁN, A., “Introducción al sistema de posicionamiento dinámico”, [en línea], 2013, URL: <http://www.atmosferis.com/introduccion-al-sistema-de-posicionamiento-dinamico-dp/> .
- [21] VILLAR, J.M., *Posicionamiento Dinámico, Principios, Características y Operaciones*, TFG, Universidad de Cantabria, Santander, 2012.
- [22] PERDOMO RIVADENEIRA, J., “Elementos a considerar en una instalación de una nueva monoboya como estructura costa afuera”, *Libro de Ponencias y Conferencias del XXIII Congreso Panamericano de Ingeniería Naval, Costa Afuera e Ingeniería Portuaria COPINAVAL*, 2013, pp. 1401-1434.
- [23] OFFSHORE MAGAZINE, *Mooring Systems For Offshore Floating Installations*, [en línea], 2013, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>
- [24] OFFSHORE MAGAZINE, *Deepwater Solutions & Records For Concept Selection*, [en línea], 2014, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>
- [25] OFFSHORE MAGAZINE, *Worldwide Survey of Floating Production, Storage and Offloading (FPSO) Unit*, [en línea], 2014, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>

- [26] OFFSHORE MAGAZINE, *Worldwide Survey of Semi-FPSs and FPU's Poster*, [en línea], 2011, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>
- [27] OFFSHORE MAGAZINE, *Offshore Worldwide Survey of TLPs, TLWPs*, [en línea], 2010, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>
- [28] OFFSHORE MAGAZINE, *Worldwide Survey Of Spar, Ddcv, And Mindoc Vessels*, [en línea], 2012, URL: <http://www.offshore-mag.com/maps-posters.html>