

TRABAJO FIN DE GRADO

LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS: EL SECTOR UPSTREAM Y LA OPERACIÓN DE LIFTING DE UN FPSO

Grado en Náutica y Transporte Marítimo

Director:

José Ignacio Uriarte Aretxabala

Autor:

Luis Villanueva Osuna



Portugalete. Septiembre del 2015

A mi familia por su apoyo incondicional,
y a todas las personas que durante mi
estancia en Euskadi, España y en Europa
me han hecho sentir como en casa.

*“Las distancias pueden separar el cuerpo,
pero el corazón no”*

Anónimo

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	VII
Objetivos	VIII
Metodología	VIII
CAPÍTULO 1 HIDROCARBUROS	9
1. El Crudo	9
2. El Gas Natural	11
CAPÍTULO 2 UPSTREAM	15
3. Upstream	15
3.1. Exploración	15
3.2. Perforación Offshore	18
3.2.1. Procesos de perforación	18
3.2.2. Preparación del pozo	19
3.2.3. Estructuras de perforación Offshore	20
3.3. Producción	22
3.3.1. Estructuras Offshore fijas	22
3.3.2. Estructuras Offshore móviles	23
3.4. Abandono	27
CAPÍTULO 3 OPERACIÓN DE LIFTING DE UN FPSO	29
4. El lifting de un FPSO	29
5. Producción estándar de un FPSO	29
6. FPSO Gimboa	31
7. Responsabilidades a bordo del FPSO Gimboa	32
8. Especificaciones para realizar operación con el FPSO Gimboa	34
9. Gestión de la terminal y el procedimiento de la documentación de carga	35
9.1. Programa de lifting	35
9.2. Procedimiento de ETA	35
9.3. Notice of readiness	36
9.4. Tiempo de plancha	36
9.5. Documentación de carga	37
9.6. Estándares mínimos de aceptación para el OTT	38
10. Procedimientos de Llegada y Salida al FPSO Gimboa	39
10.1. General	39

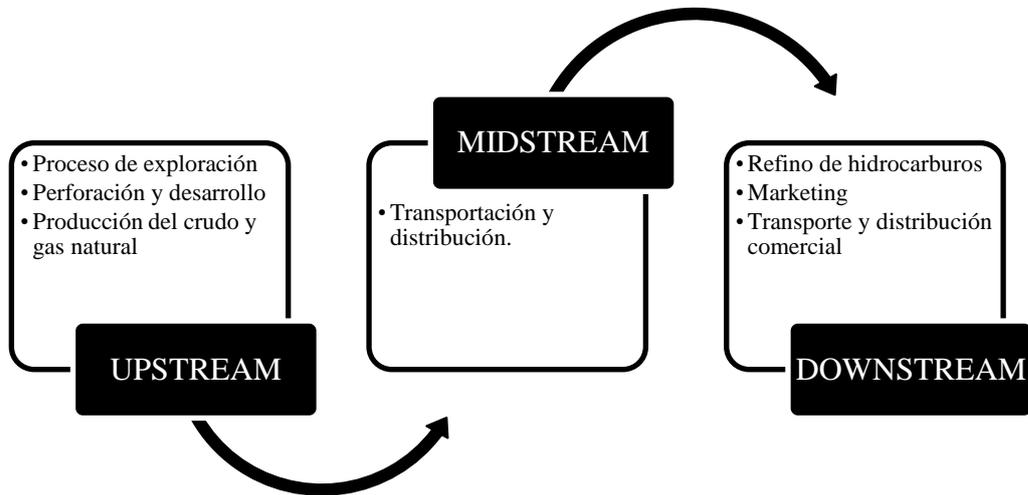
10.2.	Aproximación y amarre -----	40
10.2.1.	Velocidad -----	40
10.2.2.	Control del OTT antes de su llegada al FPSO -----	40
10.2.3.	Control del FPSO antes de la llegada del OTT -----	41
10.3.	Preparaciones de amarre -----	42
10.3.1.	Mooring Master -----	42
10.3.2.	Gimboa Hose Foreman -----	43
10.3.3.	Decisión para atracar -----	43
10.3.4.	La dirección de aproximación del OTT -----	44
10.3.5.	Remolcadores -----	44
10.3.6.	Barco Line and Hose-handling -----	45
10.3.7.	Conexión y desconexión de las mangueras y cabos -----	45
10.4.	Procedimiento de salida -----	46
10.4.1.	Despacho -----	46
10.4.2.	Documentación -----	46
11.	Maniobra real de aproximación de un OTT con el FPSO Gimboa -----	46
11.1.	Análisis de la imagen según los procedimientos establecidos por Sonangol en el FPSO Gimboa -----	47
	CONCLUSIÓN -----	51
	ABREVIATURAS -----	53
	BIBLIOGRAFÍA -----	55
	ANEXOS -----	57
	Anexo 1. Entrevista al Capitán Santiago Merino – Mooring Master del FPSO Gimboa – Septiembre del 2015 -----	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.0: Tipos de crudo -----	9
Figura 1.1: Porcentaje global de crudo -----	10
Figura 1.2: Principales productores y consumidores de crudo -----	11
Figura 2.0: Composición típica del gas natural -----	11
Figura 2.1: Reservas globales de gas natural -----	12
Figura 3.0: Upstream -----	15
Figura 3.1: Etapas de un pozo -----	15
Figura 3.2: Siesmic survey -----	16
Figura 3.3: Principales estructuras en la perforación offshore -----	22
Figura 3.4: Plataformas fijas modulares -----	23
Figura 3.5: GBS -----	23
Figura 3.6: Principales estructuras offshore móviles de producción -----	25
Figura 3.7: FSO -----	25
Figura 3.8: FPSO con boya de descarga -----	27
Figura 3.9: FPSO conectado con Shuttle tanker -----	27
Figura 3.10: Abandono de pozo, revestimiento seccionado -----	28
Figura 5.0: Diagrama de producción de un FPSO -----	30
Figura 6.0: Posición actual del FPSO Gimboa -----	31
Figura 6.1: FPSO Gimbia -----	32
Figura 8.0: Limite de criterios de operación del FPSO Gimboa -----	34
Figura 10.0: Basket/Cesta para subir a bordo del OTT -----	39
Figura 10.1: Velocidades de aproximación -----	40
Figura 11.0: Christmas tree -----	47
Figura 11.1: Aproximación al FPSO Gimboa -----	49

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos se divide en tres grandes sectores:



Cada uno de estos sectores son igual de importantes en el desarrollo de la industria petrolera. Estos tres sectores son de gran importancia en el sector marítimo, debido al uso imprescindible de los barcos para poder desarrollar esta actividad y de la misma forma estos sectores afectan directamente al sector laboral del mundo marítimo.

Para analizar la importancia de la industria petrolera en el sector marítimo, se procede a analizar uno de estos sectores, el “upstream”, sector en el que casi todas sus actividades se encuentran desarrolladas por marinos mercantes.

Dentro del “upstream” se encuentran involucradas gran cantidad de actividades de gran importancia medio ambiental y económica, las cuales son mencionadas en este trabajo enfocándonos con profundidad en un caso particular, el FPSO.

La operación de “Lifting” de un FPSO se encuentra directamente relacionada con el desarrollo de nuestra profesión, ya que sus funciones principales se encuentran desarrolladas por marinos mercantes.

Objetivos

Una vez conociendo un poco del sector “upstream” y de las operaciones de un FPSO, es posible darse cuenta de la gama de posibilidades que tiene un marino mercante para enfocar su trayectoria profesional, faltaría agregar los otros dos sectores los cuales no dejan de ser igual de interesantes tanto en el enfoque marítimo que se le dé o en el enfoque administrativo.

Para todo aquel que no tenga conocimientos sobre lo que es el “upstream” y un FPSO, este trabajo pretende mostrar una idea general de lo que es, explicando de manera sencilla pero clara sus funciones, siendo el conocimiento básico sobre este sector que es tan importante en nuestra vida diaria y en algún posible futuro en el ámbito laboral.

Metodología

Recientemente he tenido la oportunidad de realizar unas prácticas en una empresa directamente relacionada con el sector del petróleo, concretamente estuve en el departamento de Vetting en Repsol.

Mi experiencia aquí me permitió acceder a muchos campos del sector marítimo que eran totalmente desconocidos para mí siendo uno de estos de gran importancia en el sector es el “upstream”. Por lo que despertó mi curiosidad y me incito a estudiar más a fondo su estructura.

La idea principal del desarrollo de mi es desglosar el "upstream" es sus diferentes procesos para poder analizar con mayor detalle la parte más interesante para mí que son los barcos FPSO. Estos buques de uso exclusivo para la industria de los hidrocarburos, siendo unas embarcaciones impresionantes, ya no solo por su valor económico, sino también por las funciones que permite al upstream desarrollar y por la importancia que los profesionales de náutica pueden desempeñar en este tipo de barcos.

CAPÍTULO 1

HIDROCARBUROS

1. El Crudo

EL petróleo puede encontrarse en el subsuelo terrestre mejor conocido como “Crudo” y a su vez se encuentra mezclado con otros hidrocarburos, los que pueden encontrarse casi en estado sólido o en estado gaseoso.

La formación de todos estos hidrocarburos se creó hace millones de años¹, cuando todas las plantas y los seres vivos que vivían en la era de los dinosaurios murieron. Todos estos residuos naturales se asentaron el fondo de lagos, mares y océanos, formado una capa gruesa de materia orgánica. Con el paso de los años toda esta materia orgánica ha empezado a sufrir cambios químicos, transformándola en el crudo que extraemos del subsuelo.

El crudo se encuentra junto a un tipo especial de roca, esta roca es porosa y dentro la porosidad de esta roca permite el flujo de la mezcla de arena y el sedimento orgánico, el cual empieza a transformarse en hidrocarburos. El estudio de este tipo de roca es muy importante a la hora de buscar posibles yacimientos de petróleo.

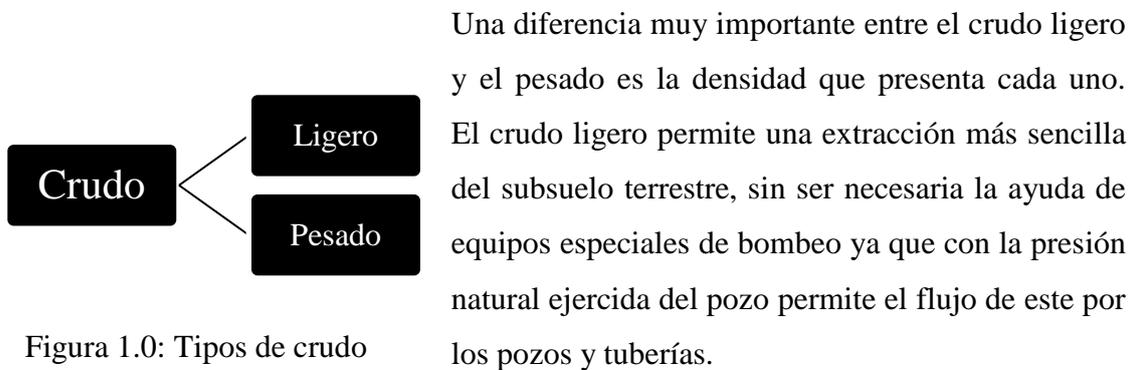


Figura 1.0: Tipos de crudo

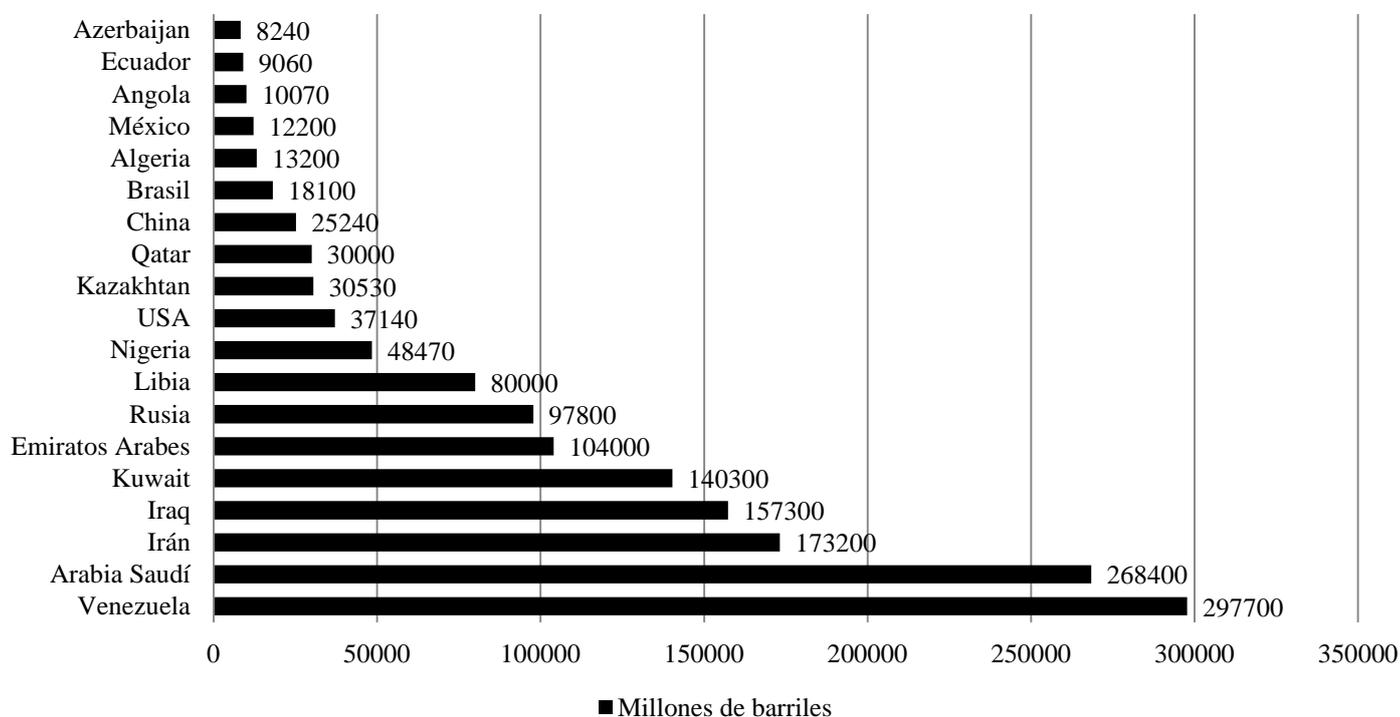
¹ Entre 245 y 544 millones de años

Generalmente el crudo ligero es más demandado en el mercado, debido a que sus propiedades naturales abaratan los costos de extracción y de refino en terminales comparado con el crudo pesado.

El crudo aparte de la compleja mezcla de hidrocarburos también contiene elementos químicos en muy pequeñas cantidades tales como azufre, nitrógeno y oxígeno. Antes de pensar en utilizar la mezcla de hidrocarburos obtenida de los pozos, primero debe ser separada una parte de ella para poder iniciar el proceso de refino².

En la industria del petróleo, este es clasificado de acuerdo a su posición geográfica de donde se extrae³, y esto depende del contenido de azufre que contenga, de igual manera es clasificado en amargo⁴ o dulce⁵ dependiendo de la cantidad de azufre que contenga. La presencia de azufre en la mezcla un factor determinante en el valor comercial del crudo, a menor cantidad de azufre en la mezcla, menor proceso de refinamiento necesitará y por lo tanto su coste final será menor.

Las principales reservas de crudo probadas en 2014:



² Proceso por el cual se hace más fina o pura una sustancia.

³ West Texas – Estados Unidos, Brent Blend – Mar del Norte, Dubai – oman, Mexico – Maya, Arab Light – Arabia Saudí, Alaskan - Alaska, etc.

⁴ Crudo con alta cantidad de azufre.

⁵ Crudo con baja cantidad de azufre.

Figura 1.1: Porcentaje global de crudo. (The CIA WorldFactbook)

Los 20 principales productores y consumidores de crudo:

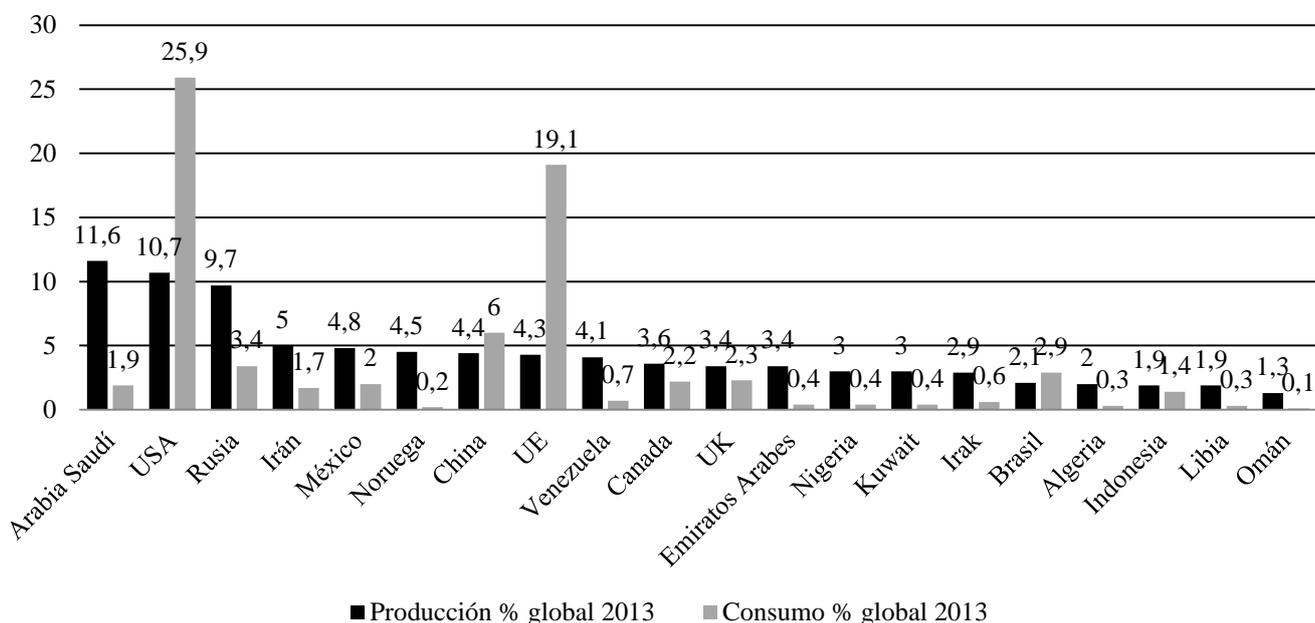


Figura 1.2: 20 Principales productores y consumidores de crudo. (The CIA WorldFactbook)

2. El Gas Natural

El gas natural es un combustible que contiene pequeñas moléculas de hidrocarburos. Está formado por una mezcla de átomos de carbono e hidrogeno. El gas natural que se usa principalmente en las casas es metano, esta molécula tiene un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrogeno, pero el gas natural también incluye etano, propano y butano. Esta composición del gas natural puede cambiar mucho en los diferentes sitios de extracción.

Composición típica del gas natural		
Metano	CH ₄	70 - 90%
Etano	C ₂ H ₆	
Propano	C ₃ H ₈	0 - 20%

Butano	C ₄ H ₁₀	
Dióxido de Carbono	CO ₂	0 - 8%
Oxígeno	O ₂	0 - 0.2%
Nitrógeno	N ₂	0 - 5%
Sulfuro de Hidrogeno	H ₂ S	0 - 5%
Otros gases	A, He, Ne, Xe	Pequeñas cantidades

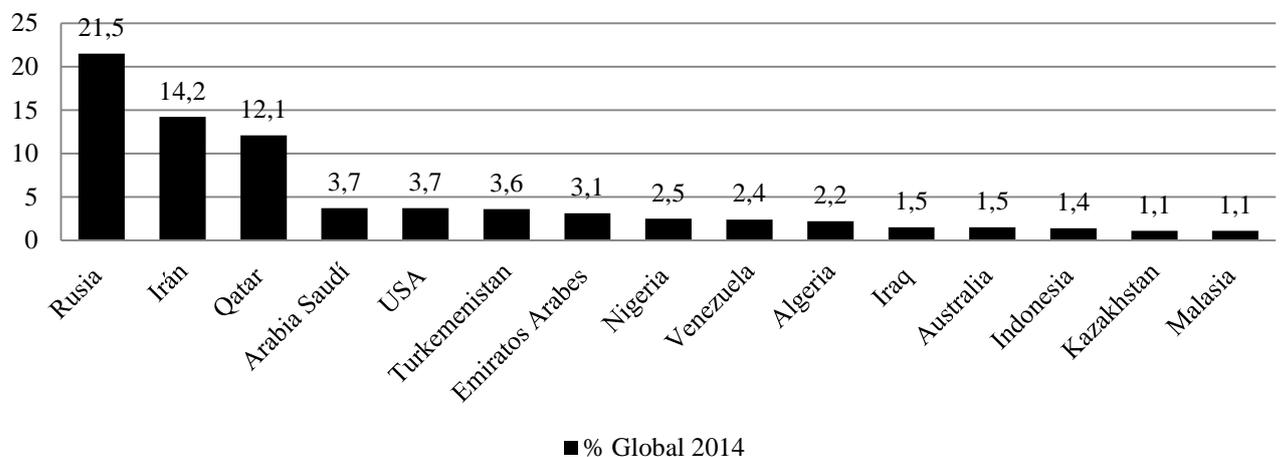
Figura 2.0: Composición típica del gas natural. (The Offshore Book)

El gas natural extraído de una zona no puede ser mezclado con el gas natural de otra, esto se debe a que cada zona cuenta con un gas natural de diferente composición.

Lo que hace especial al gas natural es que uno de los recursos energéticos más limpios y seguros que hay, se puede obtener de él una gran cantidad de energía cuando se quema y comparado con otros combustibles fósiles el gas natural emite niveles más bajos de productos contaminantes en el aire.

Al igual que el crudo el gas natural también se clasifica por las mezclas⁶ según de la localización de sus pozos. Los productos finales que se venden son únicamente mezclas de metano y etano.

Las principales reservas de gas natural:



⁶ Dry Natural Gas, Wet Natural Gas, Rich Gas, Lean Gas, Sour Gas, Sweet Gas, Sale gas, Condensate

Figura 2.1: Reservas globales de gas natural. (Central Intelligence Agency)

Principales productores de gas natural:

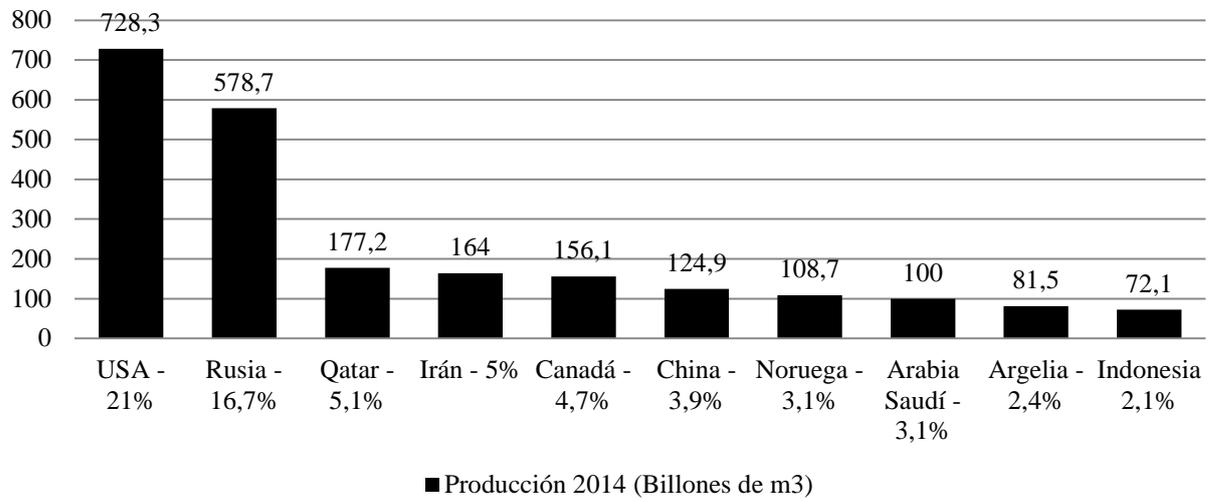


Figura 2.2: Principales productores de gas natural. (OETEC)

CAPÍTULO 2

UPSTREAM

3. Upstream

El “upstream” es el sector en la industria del petróleo y el gas natural que se encarga de la investigación y búsqueda de reservas de petróleo y gas, así mismo de su extracción de los pozos localizados y de la producción.

Aunque el “upstream” engloba todo lo referente a la extracción “Onshore” y “Offshore”, aunque el desarrollo de sus actividades son similares pero en diferentes entornos, nos enfocaremos únicamente en los procesos que se realizan en Offshore.

Por lo que el “upstream” se divide en:

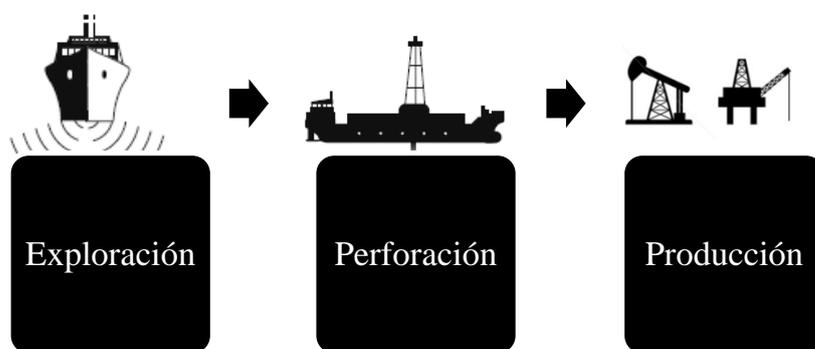


Figura 3.0: Upstream

3.1.Exploración

La vida de un pozo la podemos estructurar en 5 etapas:



Figura 3.1: Etapas de un pozo. (The Offshore Book)

La primera acción para hacer en el proceso de exploración se ven involucrados factores políticos y comerciales, no técnicos. Lo que se busca conseguir es que se garantice el permiso de desarrollo en las zonas que se procederán a explorar. Las “oil majors”⁷ deberán analizar cuidadosamente el posible potencial geológico, el riesgo político y los términos de inversión que se les ofrece antes de aceptar cual operación de estas magnitudes. Una vez se han superado los obstáculos, los científicos siguen adelante.

La exploración es un proceso muy delicado, ya no solo por elevado coste económico que con lleva para las empresas sino también por la responsabilidad ecológica que puede ocasionar una mala investigación. Los geólogos son los especialistas utilizados por las grandes “oil majors” para que lleven a cabo estas investigaciones de estudios del subsuelo y también son los responsables de determinar los puntos clave para las perforaciones.

La investigación inicia con determinar las diferentes capas de subsuelo que tienen las rocas o también llamado en ingles “geological mapping”, utilizando diferentes medios tecnológicos modernos⁸, y muy sofisticados.

Uno de estos estudios es el “Siesmic survey” que existen barcos especiales para realizar este estudio, se basa en enviar una onda hasta dentro de la tierra, al mismo tiempo va midiendo el tiempo que tanto tarda en rebotar la señal en las rocas del subsuelo, estas ondas son recibidas por un dispositivo especial llamado “geophones”. Con este estudio pasado por un programa informático que ayuda a transformas las señales, se pueden obtener imágenes de las capas de rocas que se encuentran en el subsuelo. Después de tener estos estudios de los barcos de exploración, son mandados a los laboratorios de las “oil majors” para valorar el estudio del pozo y determinar la futura productividad de ellos.

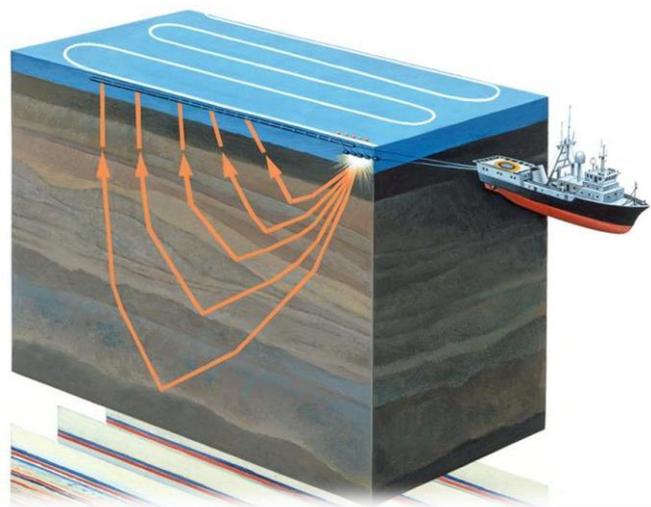


Figura 3.2: Siesmic survey

⁷ Empresas dedicadas a la industria del petróleo (PEMEX, REPSOL, SHELL, BP, Sinopec, Chevron...)

⁸ Siesmic, magnetic o gravity survey

Pero la manera definitiva para estar seguros de que hay hidrocarburos es haciendo una simple perforación, de esta manera se le podrán realizar estudios al pozo, como distintas evaluaciones del pozo que ayuden a determinar la magnitud y la capacidad de producción de la reserva para poder justificar la inversión millonaria.

Un pozo “Offshore” normalmente suele costar alrededor de los \$30 millones, pero puede variar de \$10 millones hasta los \$100 millones dependiendo del pozo. El precio de alquiler diario de una plataforma suele rondar los \$200.000 - \$700.000.

Los primeros pozos investigados en una zona se llaman “Wildcats”, porque se tiene muy poca información sobre ellos y sus posibles peligros, por lo tanto a estos primeros pozos se les trata con especial atención y son tratados con los mejores medios de seguridad. Hoy en día el porcentaje de encontrar una buena reserva de hidrocarburos que presente una buena obtención de recursos económicos es 1 de cada 10.

Existen diferentes tipos de pozo y son clasificados según el tipo de fluido que producen, algunos pozos producen petróleo, petróleo y gas natural o solo gas natural.

El gas natural generalmente es un producto que viene con la producción de petróleo, que sale por medio de las presiones ejercidas en la extracción del petróleo.⁹ Muchas veces eliminar el gas natural en los pozos puede ser un problema. Ya que si no hay mercado de gas natural este no es tiene ningún valor, al menos que pueda ser conectado de alguna manera con sus usuarios por medio de tuberías tanto en “onshore” como en “offshore”, en algunos países¹⁰ se ha desarrollado este sistema para aprovechar lo mayor posible este recurso.

Aun así el gas que no siempre se utiliza para su comercialización, muchas veces es bombeado de nuevo al pozo para aumentar la presión en la producción que se esté haciendo, se intenta quemar en la atmosfera la menor cantidad posible.

En los sitios de producción los pozos de producción son clasificados en:

- Productor de petróleo: mayormente produce líquidos de hidrocarburos, casi siempre vienen acompañados con algún tipo de gas.
- Productor de gas: Produce prácticamente puro hidrocarburos gaseosos.

⁹ Como el gas que acompaña a un refresco al abrirlo.

¹⁰ Países situados en el mar del norte principalmente.

- Inyectores de agua: cuando se le inyecta agua en la formación para también mantener la presión en el depósito o bien simplemente para disponer de agua al mismo tiempo que de hidrocarburos, ya que esta agua será bombeada a la mar después de un tratamiento de limpieza.
- Productor acuífero: Producen depósitos de agua para su reinyección y así poder manejar la presión en los mismos.
- Inyectores de gas: inyectan el gas en los depósitos, aunque luego el restante será eliminado, pero logran mantener la presión en los depósitos.

Una vez realizados los procesos de exploración, se procede a determinar los límites y un estudio del impacto ambiental que puede conllevar.

3.2. Perforación Offshore

La inversión más grande y crítica para cualquier “Oil major” es la perforación y la intervención en los pozos. Todo este proceso está completamente estudiado y muy bien documentado de todos los pasos que se seguirán en el pozo. Se cuenta con un exhaustivo programa de ingeniería hecho para asegurar que el equipo de plataforma tiene toda la información necesaria para completar el trabajo de una manera segura.

3.2.1. Procesos de perforación

Existen cinco procesos básicos para la perforación de un pozo:

1. Posicionar la broca, el cuello y la tubería de perforación en el agujero.
2. Fijar el “Kelly drive”¹¹ o “Top drive”¹² e iniciar la perforación. Son dos mecanismos utilizados en la perforación de pozos, ambos facilitan las operaciones de perforación.
3. Conforme se avanza en la perforación, se le hace circular lodo¹³ a través de la tubería y fuera de la broca de perforación, para poder sacar los recortes o materia acumulada fuera del agujero de perforación.
4. Añadir uniones nuevas o tuberías de perforación conforme el agujero se va haciendo más profundo.

¹¹ El “Kelly” es un mecanismo rotatorio con forma de tubo poligonal, aproximadamente de 3 metros de longitud.

¹² El “Top drive” consiste en un mecanismo rotatorio con una torsión en sentido de las agujas del reloj.

¹³ Fluido de perforación o comúnmente llamado lodo. Puede ser cualquier tipo de sustancia o mezcla de sustancia con características físicas y químicas apropiadas.

5. Retirar la tubería de perforación, cuello y la broca de perforación cuando se haya alcanzado la profundidad deseada o la broca falle.

3.2.2. Preparación del pozo

Una vez alcanzada la profundidad deseada en la perforación, se proseguirá a probar y estudiar si el pozo está listo para empezar la producción y poder ser conectado o abandonar.

Para completar la producción en el pozo, se instala el “Casing¹⁴” que es retenida en su posición con cemento. La unidad o plataforma de perforación será desmantelada y movida a otro sitio.

La puesta en marcha de un pozo consiste en:

1. Prueba de productividad potencial de la formación / DTS: método utilizado para tomar muestras de los fluidos de hidrocarburos que se encuentran en la zona probada, para así obtener datos sobre la presión y temperatura del pozo.
2. Instalación del “Casing” de producción: el “Casing” de producción es la última tubería en el pozo, puede ir desde el inicio del pozo hasta el final del mismo, los “Casing” de producción van situados en los mismo sitios que los “Casing” anteriores y también son cementados para su fijación final.
3. Instalación de las tuberías de producción: son las tuberías que van dentro los “Casing” en las cuales se produce el petróleo y el gas. La producción de gas y petróleo es más productiva en las tuberías de producción, que son tuberías de diámetros más pequeños. Se encuentran hechas con muchas juntas de tuberías conectadas para lograr una tubería en serie. El entubado va en la misma longitud y dirección que el “Casing” pero en un diámetro más pequeño y con la ventaja que es móvil.
4. Iniciación de la producción del fluido: La producción del fluido inicia con la limpieza del pozo¹⁵ y el acomodamiento del empaque¹⁶.

¹⁴ Tubería de revestimiento con diámetro largo insertada en la sección perforada recientemente.

¹⁵ Con limpieza del pozo nos referimos a bombear agua o una solución salina en el pozo para hacer salir los fluidos de perforación. Muchas veces con este procedimiento suficiente para iniciar el flujo en el pozo, de no ser así el pozo deberá ser limpiado removiendo el agua o la solución salina. Pero si aun así sigue sin dar resultado el flujo, se deberá utilizar un medio de bombeo alternativo con gas a alta presión en el pozo antes de instalar el empaque. Ya sea de manera natural por la presión del pozo o por medios artificiales de bombeo debe de haber flujo.

5. Instalación de la unidades de bombeo: Cuando la presión de los pozo es demasiado baja se para forzar el petróleo, gas o agua es necesario algún tipo de ayuda en su extracción.

El bombeo es un medio económico y efectivo para la extracción artificial. La bomba se ubica en el fondo, debajo del nivel del petróleo estancado. La bomba alternativa o de embolo lo que hace es aspirar petróleo durante la carrera ascendente y rellenar la bomba durante la carrera descendente. Está conectada con una varillada de bombeo que va hasta la superficie conectada al caballete de bombeo. Existen también las bombas eléctricas, que son accionadas eléctricamente cuando se les necesita y también existe el proceso de inyección de gas para aumentar la presión, este es disparado en niveles inferiores a donde se encuentra el petróleo que se quiere extraer.

6. Servicios requeridos después de iniciar la producción: Se empieza con las operaciones de servicio cuando se da por terminado y ha iniciado la producción. Todos los servicios prestados a las plataformas requieren de equipos especializados.
 - a. Preparar la plataforma para uso operacional.
 - b. Servicios que sean necesarios para el óptimo funcionamiento de la plataforma, como el mantenimiento de día a día para mantenerla en las mejores condiciones posibles.
 - c. Servicios especiales, son aquellos servicios puntuales que se le hacen, con equipo especializado mientras la plataforma sigue en funcionamiento. Estos servicios especiales son coordinados por todo el personal y son críticos para mantener la seguridad de la plataforma.
 - d. Trabajos especiales. son aquellos trabajos que incluyen una o más variedades en operaciones con los que se intenta aumentar la producción de la plataforma.

3.2.3. Estructuras de perforación offshore

Las principales estructuras utilizadas en la perforación “offshore” son:

¹⁶ El empaque es un sello entre la tubería de producción y el “Casing” de producción con la finalidad de evitar el movimiento vertical de los fluidos

1. Unidades de perforación semi-sumergibles: Estas unidades son utilizadas para realizar perforaciones y producción de pozos a profundidades desde 150 – 2500 metros. Una de estas unidades que se encuentre anclada podrá operar hasta una profundidad de 1500 metros, en cambio una que trabaje con sistema DP podría operar hasta los 2300 metros¹⁷.

Una ventaja muy importante que tiene este tipo de unidades en comparación de otras similares, es que puede mantener muy buen funcionamiento incluso con malas condiciones meteorológicas.

2. Plataformas “Jack-up” o plataforma de perforación: como su nombre lo indica¹⁸ estas plataformas pueden ser levantadas sobre el mar, es una torre que se encuentra apoyadas sobre 3 o 4 columnas. La plataforma puede ser levantada gracias a un sistema hidráulico también puede ser bajada según la necesidad.

Estas plataformas son utilizadas para la perforación de aguas no profundas, ya que su rango de operatividad va de los 10 metros con un máximo de 150 metros de profundidad. Generalmente estas plataformas cuando están en operaciones de perforación están ancladas, aunque también pueden operarse mediante sistema DP.

3. Barcos de perforación / “Drilling ship”: Estos barcos utilizados para la perforación, exploración y producción de pozos operan en aguas medianamente profundas hasta aguas profundas, lo que va de 300 metros hasta 2000 metros de profundidad.

Un “drill ship” moderno puede llegar alcanzar hasta los 14 nudos llevando encima un gran equipo de perforación. Estos barcos son ideales para usarse en diferentes partes del mundo. Para mantener su posición mientras están operando pueden bien estar anclados u operarse mediante sistema DP según sea la profundidad del sitio donde opere.

¹⁷ Máximo a lo que opero una en el año 2000.

¹⁸ “Jack up” es levantar en la lengua inglesa.

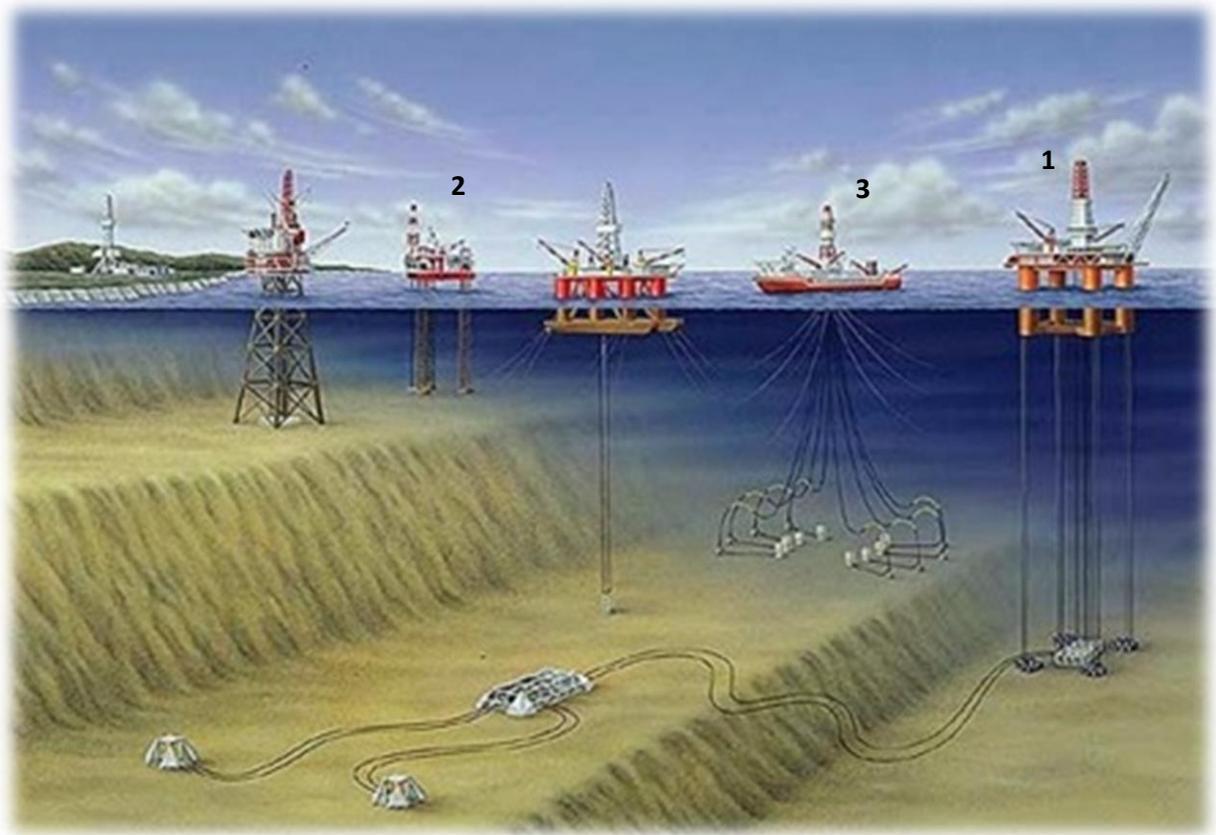


Figura 3.3: Principales estructuras utilizadas en la perforación offshore.

3.3. Producción

Un pozo inicia su producción en el momento en el que la unidad de producción se encuentra conectada y empieza extraer. Cada unidad tiene diferentes características pero todas con el mismo propósito, la producción de crudo y gas natural. La producción consiste en la separación del crudo con el gas y el agua que se encuentra en el interior de los pozos.

3.3.1. Estructuras offshore fijas de producción

Las estructuras fijas más comunes son:

- Plataformas fijas modulares / “Shallow water complex”: Se caracteriza porque ser un conjunto de plataformas independientes, cada plataforma lleva un proceso distinto dentro de la producción, también cada plataforma cuenta con su “wellhead riser¹⁹”, “processing²⁰”, planta de generación eléctrica y acomodación para la tripulación. Suelen trabajar en profundidades menores a 100 metros.

¹⁹ Cabezal del pozo



Figura 3.4: Plataformas fijas modulares

- “Gravity base structure” / GBS: Son soportes hechos de acero reforzado y hormigón, hechas para soportar la carga vertical de la plataforma. Se mantiene en su lugar por gravedad, interiormente están segmentadas para poder controlar la flotabilidad según la profundidad que se necesite. Se utilizan en profundidades de 100 hasta 500 metros.



Figura 3.5: Gravity Base Structure

3.3.2. Estructuras Offshore móviles de producción

Las estructuras móviles más comunes son:

²⁰ Equipo de procesamiento o separación.

- Plataformas “SPAR”: Son plataformas que se encuentran sobre un cilindro gigante hecho de acero, el cilindro no va hasta la el suelo marítimos, está flotando mediante un sistema de pesos en su interior que le permiten mantener su estabilidad vertical y cuenta con sistema sencillo hidrodinámico el cual lo hace resistente y seguro en condiciones difíciles en la mar. Este enorme cilindro se encuentra anclado al fondo del mar por medio de unos cilindros de acero vacíos de grandes dimensiones llamados “suctions piles” / pilares de succión²¹ que son enterrados en el fondo del mar como anclaje a este tipo de plataformas, dándole una gran seguridad y estabilidad vertical a la plataforma.

Los “SPAR” trabajan en profundidades desde 300 a 3000 metros, la “SPAR” más grande construida llamada “Perdido” de Shell Oil Company trabaja en profundidades de 2450 metros en el Golfo de México.

- Plataforma con piernas tensadas / “Tension Leg Platform” / TLP: son estructuras que están sujetas por grandes cables al fondo del mar, cuenta con “pile-secured templates”, sobre estos pilares se encuentra la unidad de producción de la plataforman, se encuentra anclado por medio de “suction piles”. Las TLP son utilizadas hasta en profundidades de 2000 metros.
- Sistema de producción subacuático / “Subsea production system”: Estos sistemas autónomos están directamente conectados a los pozos en el fondo marítimo, al igual que en un sistema de extracción flotante se extrae del lecho marino. Estos sistemas pueden bien estar conectados a mangueras que van a alguna instalación de almacenaje bien a instalaciones “onshore”, limitado siempre por su “horizontal offset”²².

Estos sistemas pueden estar extrayendo petróleo de diferentes pozos en una zona grande, se usan en profundidades de 500 metros en adelante, no tienen la función de perforación solo la de extracción, pueden llegar a tener su “horizontal offset” a distancias mayores de 250 km .

El objetivo principal de estos sistemas es que su propia autonomía permita abastecer a las instalaciones “onshore”, extrayendo de muchos pozos simultáneamente conectados a tuberías.

²¹ Estos cilindros por medio de un sistema de bombeo succionan subsuelo marítimo enterrándose a sí mismos en el suelo consiguiendo una gran tensión a los cables conectados a estos cilindros

²² Distancia de sus conexiones con instalaciones “Onshore”.

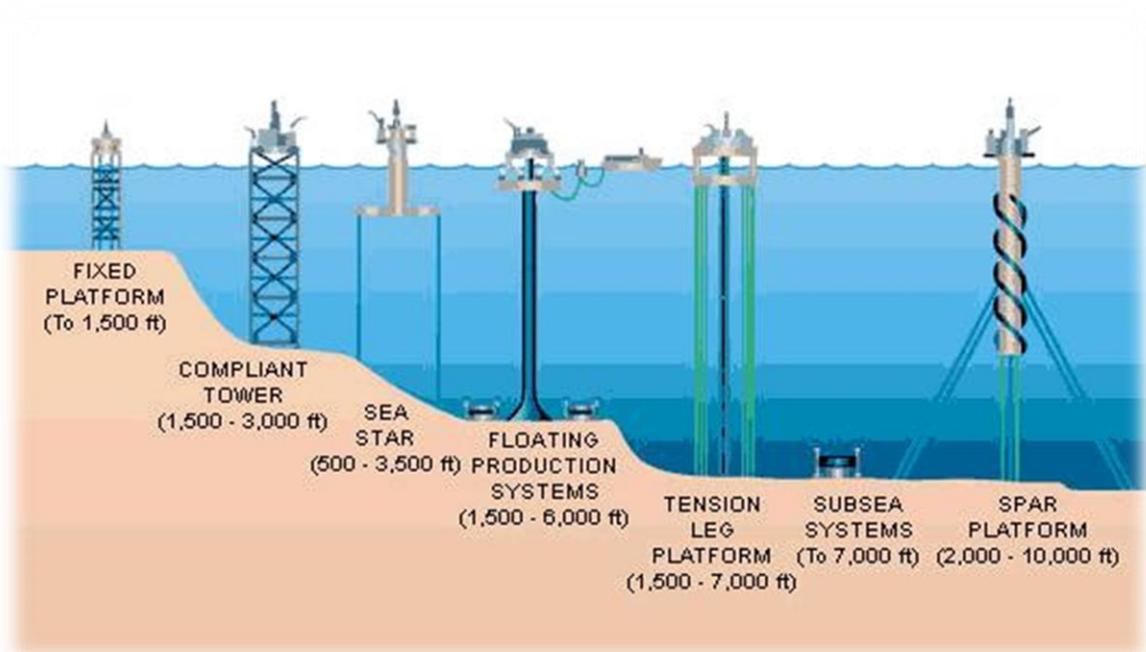


Figura 3.6: Principales estructuras offshore móviles de producción

- Unidad flotante de almacenamiento y descarga / “Floating Storage and Offloading unit”: Es un Sistema de almacenamiento flotante, donde almacena el petróleo o el gas producido por plataformas cercanas a él, hasta que venga un OTT²³ y descargue lo que tiene almacenado o bien puede ser enviado por tuberías a terminales onshore.

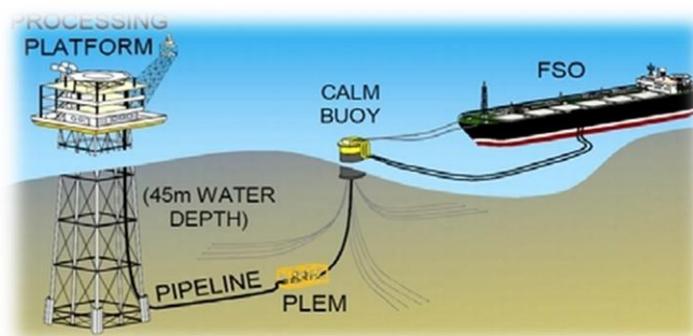


Figura 3.7: FSO

- Unidades flotantes de producción, almacenaje y descarga / “Floating Production Storage and Offloading unit”: Los primero en utilizar estos módulos flotantes de producción fueron los noruegos en 1981.

²³ Barco de exportación

Estos barcos se han hecho muy populares en los últimos años, ya que cuenta con una gran cantidad de ventajas siendo una de las más importantes la independencia que presenta, debido a que no necesita una estructura específica de exportación. Tanto el crudo como el gas son exportados mediante OTT, conexiones con oleoductos conectados a tierras o a boyas de descarga.

Otras ventajas que presentan este tipo de barcos, es que pueden ser fletados las veces que sea necesario, pueden ser utilizados en cualquier tipo de profundidad, tienen una rápida producción, son fácil de mover de un sitio a otro y permiten el almacenamiento de su producción.

Muchos FPSO fueron barcos petroleros transformados en FPSO, simplemente agregando las estructuras necesarias para la producción de crudo y un sistema de DP. El sistema DP es lo que le aporta al barcos es obtención de maniobrabilidad en condiciones cambiantes en alta mar, así mismo le da una mayor eficacia en su precisión en sus trabajos, ofreciendo una mayor independencia y reduciendo costos ya que no necesita de terceros²⁴ para realizar sus funciones de una manera segura.

El FPSO con alcance más profundo del mundo se encuentra a 3,2Km en el Golfo de México, en el mar Stone Fields que son aguas estadounidenses. Este FPSO pertenece a la “oil major” Royal Dutch Shell.

Actualmente y todavía en proceso de construcción se espera que para el 2015 y el 2016 empiecen a operar los FLNG²⁵, estos barcos cumplirán la función que actualmente realizan los FPSO pero para los yacimiento únicamente de gas natural, por lo que será su equivalente pero dedicados exclusivamente para la extracción de gas. Las “oil majors” Royal Dutch Shell, KOGAS y Inpex, tienen el encargo del futuro “FLNG Prelude”, que será el la instalación “offshore” más grande jamás construida con 488m de eslora y 74m de manga.

²⁴ Remolcadores y buzos.

²⁵ Floating liquefied natural gas

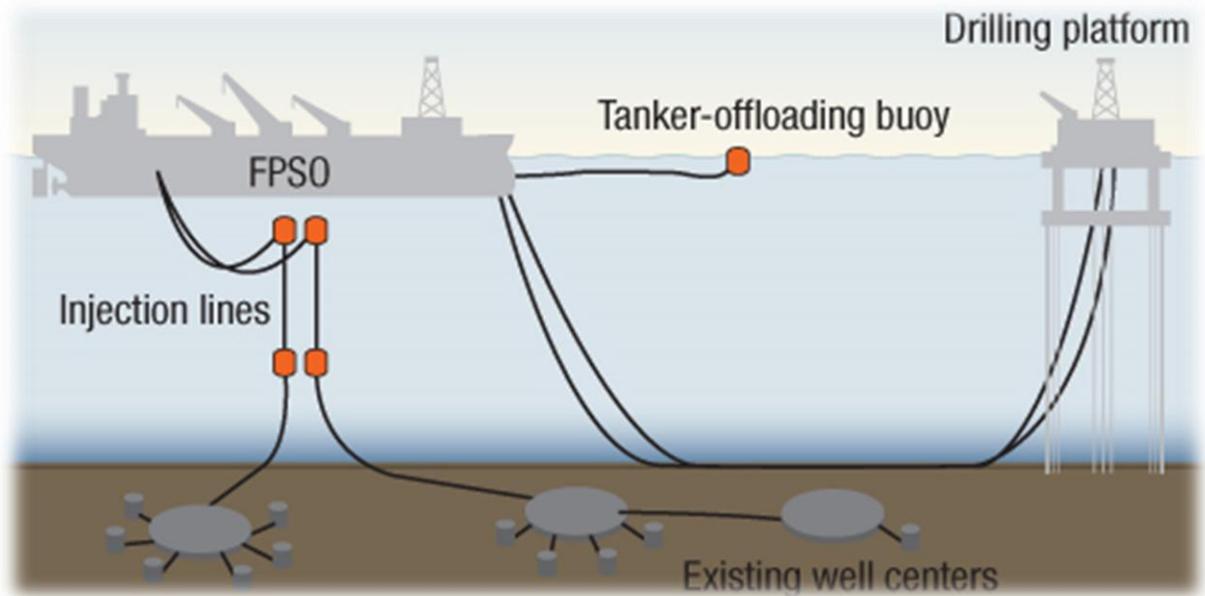


Figura 3.8: FPSO con boya de descarga

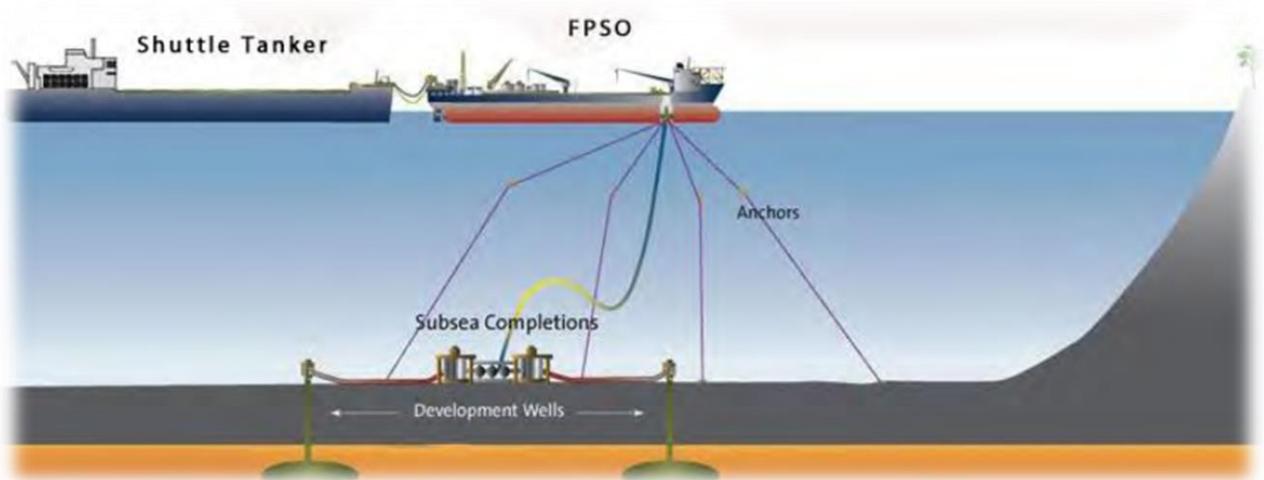


Figura 3.9: FPSO conectado con un Shuttle Tanker²⁶.

3.4. Abandono

Cuando el pozo no produce más o deja de ser rentable su extracción, es abandonado. El proceso es muy simple, se quitan todos los tubos de producción instalados del pozo, poco a poco se van llenando los huecos del pozo con cemento y fluidos especiales, a la misma vez se aíslan los fluidos restantes de gas, agua como de la superficie del subsuelo marítimo.

²⁶ Es un buque tanque equipado con sistema DP. Un OTT convencional no cuenta con sistema DP. Pero los dos cumplirán el mismo propósito, realizar la operación de lifting con el FPSO.

Sería incensario e incosteable rellanar completamente el pozo de cemento. Por lo que llena únicamente los huecos de las tuberías, evitando en todo momento dejar salir cualquier tipo de residuo del interior del pozo.

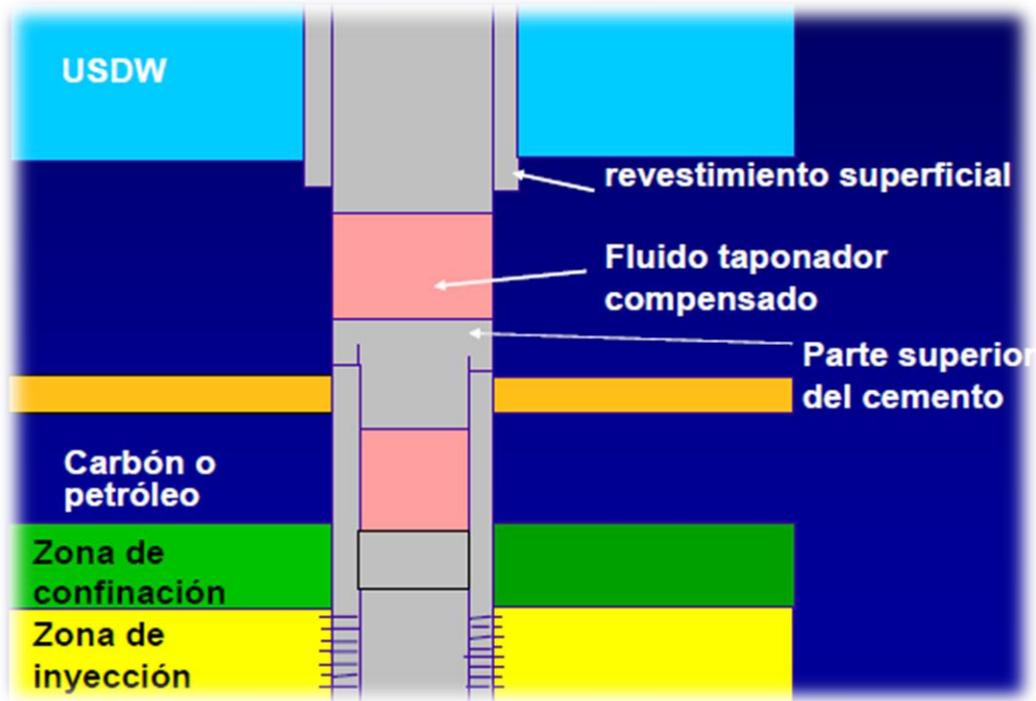


Figura3.10: Abandono de pozo, revestimiento seccionado.

CAPÍTULO 3

OPERACIÓN DE LIFTING DE UN FPSO

4. El lifting de un FPSO

La operación de “Lifting” de un FPSO es el proceso que comúnmente podríamos llamarlo como descarga, el FPSO al ser una unidad de producción y almacenamiento necesita estar siendo descargada para poder seguir con su producción. Toda esta operación cuenta con una serie de normas y requisitos a seguir establecidos por las compañías y por organismos internaciones que se encargan de regular la seguridad en este tipo de operaciones del sector de los hidrocarburos.

El nombre “Lifting” de esta operación se deriva del efecto visual que presenta el FPSO al encontrarse cargado, el cual se encuentra con gran parte de su estructura sumergida, entonces al estar siendo descargado va elevándose, dando la sensación de estar siendo levantado²⁷.

Esta operación de “lifting” necesita de muchos procesos entre el barco que hará la operación de carga y el FPSO. Existen elementos esenciales de equipamiento específico para estas maniobras, así como marinos con amplia experiencia para poder realizar estas operaciones de una manera segura y efectiva.

5. Producción estándar de un FPSO

Para poder entender de una manera más amplia la función completa un FPSO y como se llega al proceso de “lifting”, sería necesario tener nociones básicas de las etapas de producción un FPSO.

²⁷ En ingles “lifting”.

Con el diagrama de flujo indicado en la Figura 5.0 se puede enseñar el proceso estándar y algunos pasos opcionales en la producción de crudo y gas en un FPSO.

Como muestra el diagrama de flujo, la producción de un FPSO se divide en tres caminos:

- La separación del gas natural, con el cual se puede aprovechar para su exportación o bien, se puede utilizar para ser inyectado al pozo y darle así más presión para hacer más fácil la extracción del crudo.
- La separación de aguas, agua que se somete a un tratamiento especial para ser devuelta al mar o bien se puede tratar esta agua para ser devuelta al pozo para darle más presión y facilitar la extracción del crudo.
- La producción de crudo, que es la finalidad principal, del crudo se separa el gas y el agua que contienen su mezcla en el subsuelo, luego se le aplican procesos de tratamiento hasta que el crudo está limpio para su almacenaje y posteriormente listo para su descarga a otro barco.

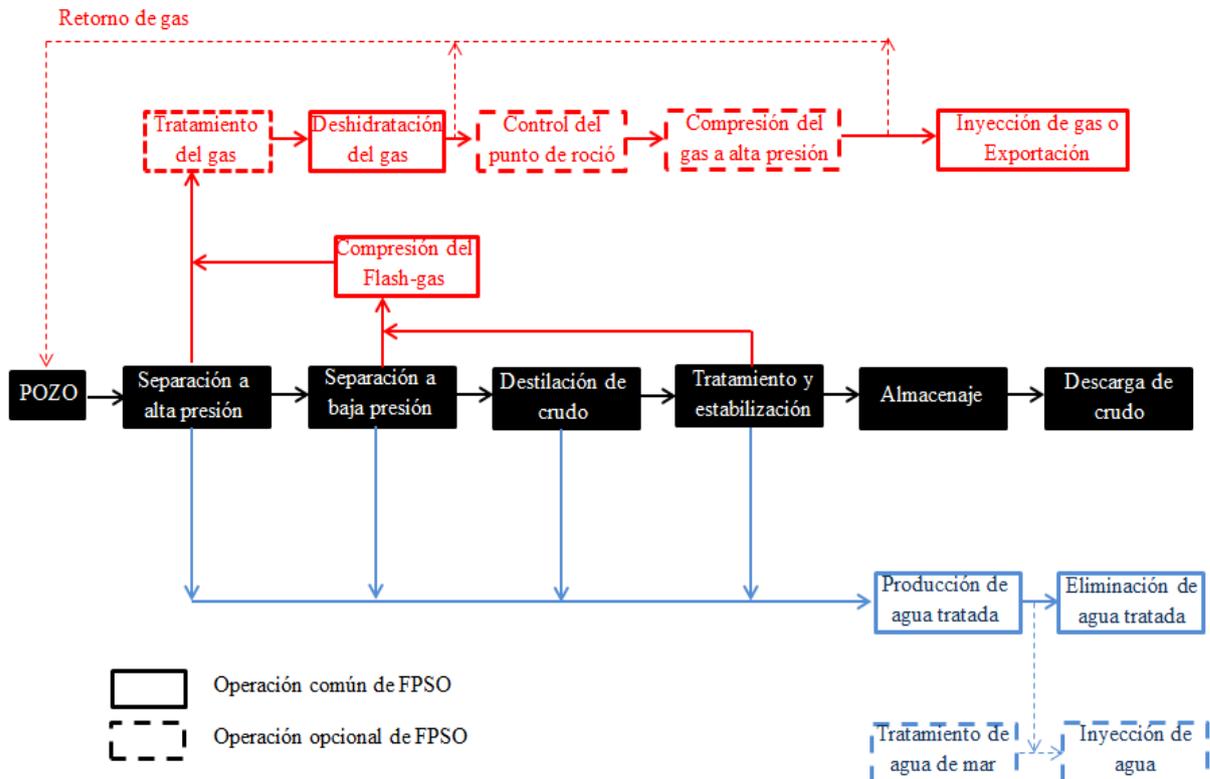


Figura 5.0: Diagrama de producción de un FPSO (Offshore Production operations)

6. FPSO Gimboa

El FPSO Gimboa con número IMO 7403366 se encuentra actualmente operativo en el oeste de África, más exactamente²⁸ en las costas de Angola. El FPSO Gimboa tiene una eslora de 337m, una manga de 54,5m, calado de 21m y un peso muerto de 273.775 toneladas. Actualmente se encuentra operativo para la “Oil major” Sonangol P&P.



Figura 6.0: Posición actual del FPSO Gimboa (Marine Traffic)

El Gimboa antes de ser un FPSO era un barco petrolero, después de haber sufrido una restauración fue transformado en un FPSO, esta transformación le permitirá desempeñar su papel de barco de producción y almacenaje por 15 años consecutivos sin tener que ir a dique seco.

El crudo almacenado en el FPSO se encuentra distribuido en 19 tanques de carga, distribuidos 5 en el centro y 14 en tanques laterales²⁹, todos estos tanques son controlados mediante bombas de cargas impulsadas por vapor³⁰. El sistema de gas inerte original ha sido retenido y modificado para el uso en las operaciones del FPSO.

El sistema de amarre ha sido instalado en la popa del barco y el sistema de descarga ha sido instalado de lado de babor.

²⁸ Latitud 7°32'50 Longitud 012°10'30

²⁹ “Wing tanks”

³⁰ “Steam-driven cargo pumps”

La operación normal de descarga del FPSO se produce en 24 horas a lo largo del día, las operaciones de amarre normalmente se desarrollan únicamente con la luz de día. El FPSO Gimboa podrá siempre interrumpir la operación de descarga si el tiempo o cualquier otra condición pongan en peligro la operación o la seguridad del barco.

Cuenta con una producción de 60,000 bopd, 36.8 mmscfd³¹ y puede almacenar 1,800,000 bbls.



Figura 6.1: FPSO Gimboa (SAIPEM)

7. Responsabilidades a bordo del FPSO Gimboa

Todos los FPSO, no solo en Gimboa, cuenta con tres roles de trabajo muy importantes, realizados por gente con mucha experiencia en la mar y con mucha experiencia en este tipo de operaciones, a su vez deberán cumplir con las normas de competencia que exige OCIMF.

Podría decirse que los roles más importantes son:

- “Offshore Installation manager”, es el responsable de todas las actividades abordo junto con las operaciones realizadas a 500m, zona de seguridad del FPSO. Tiene la autoridad de autorizar la puesta en marcha, la cancelación o suspensión de cualquier operación que pueda afectar la seguridad del FPSO, y siempre deberá estar informado de toda situación que pudiera tener algún impacto en la seguridad del mismo.

³¹ Medida utilizada normalmente para medir el gas natural extraído, procesado o transportado.

El OIM tiene la responsabilidad de coordinar todas las actividades marítimas, incluyendo a los OTT dentro de la zona de seguridad, pero siempre podrá delegar responsabilidad si es necesario.

- “Offtake Tanker Master”³², es el responsable de las operaciones a bordo del OTT, pero mientras el OTT se encuentre en la zona de seguridad estará al mando del OIM y se hará responsable de asegurarse que todas las operaciones de amarre y de carga del FPSO se realizan de forma adecuada según los procedimientos establecidos por la compañía.
- “Mooring Master”, es dispuesto por la compañía³³ y está bajo la responsabilidad del OIM y del OTT Master para asegurarse de que todas las operaciones se hacen con seguridad.

Más concretamente, supervisa la seguridad de la operación de amarre y desamarre del FPSO que realiza el OTT, la conexión y desconexión de las mangueras de carga, así como la buena comunicación entre el OTT con el FPSO. Ellos deberán inspección si el OTT cumple con las condiciones que exige OCIMF y las medidas de seguridad SIRE³⁴.

- Representante de la compañía a bordo del FPSO, será responsable de la documentación de la producción de carga³⁵, así como la verificación de la misma y los conocimientos de embarque³⁶.
- “Cargo Superintendant”, será el responsable de junto con el OIM de proporcionar al Representante de la compañía todos los datos y documentación necesaria para que pueda realizar su función. En cuanto a funciones técnicas del FPSO, el “Cargo Superintendant” controla toda la producción del FPSO, que cumpla los parámetros especificados para la exportación y emite el certificado de calidad del crudo.

³² Capitán del OTT

³³ En el caso del FPSO Gimboa, será lo dispuesto por Sonangol.

³⁴ Es el informe de Inspección de buques desarrollado por OCIMF como norma estándar que se adapta a cada tipo de barcos o embarcación.

³⁵ “Shipping documents”

³⁶ “Bill of lading”

8. Especificaciones para realizar operación con el FPSO Gimboa:

Toda FPSO dependiendo de sus características particulares determina diferentes criterios de limitación medio ambientales para poder realizar operaciones.

Medio ambiente	Criterio de amarre	Criterio de descarga
Olas (m)	3,5	3,5
Velocidad de la corriente (nudos)	3,0	3.0
Velocidad del viento (nudos)	20	20
Criterio	Luz de día 1000 metros de visibilidad	Puente de mano y sala de máquinas en modo standby

Figura 8.0: Limite de criterios de operación del FPSO Gimboa. (Operation manual Gimboa FPSO terminal regulations)

El OIM, “OTT Master” o el “Mooring Master” siempre podrán suspender, posponer o cancelar cualquier operación, si consideran que la situación es segura de acuerdo con las condiciones del momento.

Las especificaciones para un OTT son:

- Tener un máximo de 320,000 DWT, o bien podrá ser aceptado según el caso. El mínimo será de 60,000 DWT.
- No tienen limitación de calado.
- Deberá cumplir con el asiento que especifica La Guía de Marpol y a su vez no ser menor que el 30% de su DWT.
- Deberán cumplir con dos condiciones que exige OCIMF:
 - Estopor de proa con cadena de 76 mm con un mínimo de SWL³⁷ de 200 toneladas y un mínimo de rotura de carga de 450 toneladas.
 - El equipo de “hose handling³⁸” deberá estar certificado con un SWL mínimo de 15 toneladas.

³⁷ Esta es la carga máxima que se puede aplicar a un elemento dado de equipos tales como los de elevación.

- El puerto de “manifold” deberá estar hecho para poder recibir una conexión de “camlock³⁹” de 16 pulgadas. Todas las operaciones de amarre o de mangueras deberán ser realizadas por la tripulación del OTT bajo la supervisión del “Mooring Master” o el “Rigging Foreman”⁴⁰.
- Siempre que el OTT esté conectado al FPSO Gimboa, el puente de mando y la sala de máquinas deberán estar preparados para actuar en todo momento.

9. Gestión de la terminal y el procedimiento de la documentación de carga

El FPSO Gimboa cuenta con una serie de pasos a seguir en cada una de sus operaciones que engloban la operación completa de “Lifting”.

9.1. Programa de lifting

La compañía Sonangol cada mes organizará un “Programa Acordado de Lifting”, mediante este plan podrá asegurar cumplir con las cargas acordadas según la capacidad de producción.

Este “Programa Acordado de Lifting” deberá incluir:

- Parcelas⁴¹ acordadas para la exportación de carga ya designadas
- Cantidad a exportar
- Un periodo de “Lifting” de dos días por cada carga, durante el cual el barco nominado por Sonangol deberá presentar un NOR.

9.2. Procedimiento de ETA

El OTT deberá informar al FPSO Gimboa por fax o email su ETA de la siguiente manera:

- 7 días antes de ETA acordado, o a la salida de su ultimo puerto en el que se encuentre si su tiempo es menor a 7 días

³⁸ Equipo que controla y maneja las mangueras

³⁹ Camión de manguera

⁴⁰ Supervisor de tripulación a bordo del FPSO

⁴¹ Tanque o especio que será cargado

- 72 horas antes de su ETA
- 42 horas antes de ETA
- 24 horas antes de su ETA
- Novedades desde que cuenta con cobertura de VHF.

Cualquier variación en los puntos anteriores siempre deberá informarse a la terminal. También 72 horas antes del ETA se deberá avisar a las autoridades marítimas de Angola de la futura operación. .

9.3. Notice of readiness

El viaje se considera completado cuando el OTT ya ha sido designado y se encuentra en la zona de espera. El capitán del OTT deberá enviar un NOR por radio, fax, email o teléfono confirmando que el barco se encuentra listo para su cargar.

El NOR deberá ser enviado de las 0600 hasta las 1500 horas tiempo local (periodo de apertura). El tiempo de plancha⁴² iniciara 6 horas después de que se haya recibido el NOR o hasta que se hayan conectado las mangueras, lo que sea que suceda primero. Si el NOR no es presentado en las horas indicadas, no será válido hasta el próximo periodo de apertura.

El OTT no deberá presentar su NOR si sabe de antemano que el FPSO Gimboa tiene algún fallo en sus equipos, siempre el NOR enviado por el OTT deberá ser confirmado por el FPSO Gimboa vía email o fax.

La compañía también tienes sus normas sobre que se hará si el OTT llega antes de la hora prevista o después.

9.4. Tiempo de plancha

El tiempo de plancha para una carga teórica⁴³ de 950.000 bbls es de 36 horas corridas, y de manera proporcional a una parte de carga menor, será de un mínimo de 18 horas. Cuando un barco solamente vaya a cargar una parcela solamente, su tiempo de plancha deberá comenzar una vez que inicie la carga.

⁴² Tiempo que dura la operación de carga o descarga.

⁴³ Aproximadamente la mitad de su capacidad de almacenamiento total

9.5. Documentación de carga

Toda la documentación exigida por Sonangol del OTT deberá ser entregada a más tardar 7 días antes de la operación de “Lifting”.

La documentación estándar es:

- Conocimiento de embarque
- Certificado de calidad y cantidad de crudo
- Reporte del margen de llenado
- Hoja de tiempos
- Manifiesto
- Documentos de comprobación de muestras que presenta el capitán
- Certificado de carga seca
- Certificado de origen
- Distribución de la documentación

Una vez que se ha efectuado la operación de carga, basados en los datos y cifras recibidos por el OIM y el “Cargo Superintendent” del FPSO Gimboa, el representante de Sonangol abordó realizará todo los documentos de embarque.

Normalmente, el OTT después de la carga esperará a una distancia de 2 millas del FPSO hasta que los documentos de embarques estén listos. Una vez completada toda la documentación, esta será firmada por el “OTT Master” y entregada al OTT.

En el caso de que los datos entre el OTT y el FPSO Gimboa no coincidan después de haber comprobado, o hubo algún derrame debido al VEF⁴⁴, entonces el procedimiento de reclamación de las cantidades se resolverá según a lo que el “Gimboa Lifting Agreement” indica en la política de la compañía. En el caso de que la disputa no se pueda solucionar en ese momento, el OTT deberá seguir con su plan de navegación a no ser que se acuerde lo contrario.

⁴⁴ Directrices en la medición de la carga que proporciona una mejor precisión en los datos de carga.

9.6. Estándares mínimos de aceptación para el OTT

Como ya se menciona en el punto 8 las especificaciones para los OTT, Sonangol exige unos requisitos mínimos según lo manda OCIMF “Offshore loading guidelines”. Todo barco deberá cumplir las siguientes condiciones:

- 1) Deberá tener sus tanques de lastre separados, deberá llegar a la operación con lastre limpio y con la posibilidad de deslastrar a su vez que se llevan a cabo las operaciones de carga, manteniendo siempre no menos del 30% de DWT.
- 2) Deberá estar equipado con un sistema de gas inerte como lo exige las regulaciones del SOLAS.
- 3) Deberá contar con el equipo de amarre/”Lifting” adecuado para garantizar la seguridad del equipo de amarre y mangueras de descarga del FPSO Gimboa.
- 4) Todo OTT que no cumpla con los requerimientos de OCIMF, respecto al anexo de amarre o mangueras de carga le será rechazado el permiso de amarre al FPSO.
- 5) El OTT deberá poder aceptar un trasiego de carga de 6200 m3/hora.
- 6) Toda tripulación del OTT deberá contar con la capacitación exigida por OMI y el STCW. El personal clave en la operación deberá poder comunicarse de manera efectiva en inglés. Si alguna actividad realizada por la tripulación es considerada como insegura, se le podrá denegar el amarre o se le pedirá que suelte el amarre.
- 7) Deberá tener una grúa o pescantes con capacidad de trabajo de 15 toneladas.

Sonangol se reserva el derecho a inspeccionar el OTT antes de comenzar cualquier operación.

- El “Mooring Master” o el “Cargo Superintendent” o el “Hose Foreman”⁴⁵, tienen el derecho de subir a bordo y mantenerse a bordo del OTT cuando este se encuentre dentro la zona de seguridad del FPSO Gimboa o en alguna zona de espera, para asegurarse que los procedimientos exigidos por el FPSO Gimboa o reglas de Sonangol se cumplen.
- El “OTT Master” deberá facilitar inmediatamente la documentación que requiera el “Mooring Master” y/o el “Marine Superintendent” para la inspección.

⁴⁵ Encargado de las mangueras en las operaciones involucradas.

10. Procedimientos de Llegada y Salida al FPSO Gimboa

10.1. General

El procedimiento de llegada y salida son de gran importancia en toda la operación de “lifting” realizada entre el FPSO y el OTT. Todos los pasos a seguir son siempre estudiados según a las necesidades de cada zona donde se encuentre el FPSO, ya que cada pozo cuenta con un diferente tendido de líneas subacuáticas de las que a partir de ellas se derivan los distintos procedimientos de aproximación.

Antes de la llegada, el “Mooring Master” junto con el personal de amarre y de conexión de mangueras, oficiales de gobierno, los “surveyors” de la carga y cualquier otro persona autorizada será transportada mediante barco al OTT, esto se hará aproximadamente cuando el OTT se encuentre de 4 a 6 millas del FPSO Gimboa, por lo que el OTT deberá tener preparada el “Basket” para permitir subir al personal junto con el “toolbox”⁴⁶ que se acerca con el “supply vessel”.



Figura 10.0: Basket/cesta para subir a bordo del OTT

Una vez que el OTT se encuentra a una distancia menor de 500m de cualquier instalación offshore, especialmente plataformas, tendrá prohibido maniobrar o navegar, al menos que se le pida lo contrario. En cualquier caso de que se tenga maniobrar por

⁴⁶ Herramientas de trabajo para el Mooring Master y su equipo

una cuestión inevitable el OTT siempre deberá pedir permiso al OIM e informando siempre en todo momento de su CPA.

10.2. Aproximación y amarre

Durante las operaciones de aproximación, amarre, desamarre y salida el OTT deberá pasar a una distancia segura de todo barco e instalaciones en la zona.

En todo momento durante la fase de aproximación, el OTT deberá mantener una distancia mínima de 500m de cualquier instalación “offshore”, la dirección de aproximación para el amarre es por el norte, por lo que normalmente el OTT no se encontrará con ningún obstáculo en la zona que le prohíba desarrollar la maniobra.

10.2.1. Velocidad

La velocidad de aproximación se explica en la tabla:

Distancia	Velocidad (nudos)
3 millas	5
1 milla	2
1000m	0.5
500m	Casi totalmente sin nada de velocidad
200m	Totalmente parado
Momento de conexión	Totalmente parado

Figura 10.1: Velocidades de aproximación (Operation manual Gimboa FPSO terminal regulations)

10.2.2. Control del OTT antes de su llegada al FPSO

El OTT deberá confirmar al FPSO Gimboa que cumple con los siguientes criterios de seguridad y con todos sus equipos totalmente operativos:

- Maquina principal, incluyendo los sistemas de control y seguimiento.
- Sistemas de combustible, enfriamiento y lubricación
- Sistema de control de cabeceo
- Trasmisión eléctrica y engranajes

- Aparato de gobierno
- Generación eléctrica y su distribución incluyendo los generadores de emergencia.
- Unidades de propulsión y su sistema de control
- Sistema de bombeo y lastrado
- Detección de fuego y su sistema indicador
- Equipo de seguridad
- Sistema de gas inerte
- Grúa o pescante adecuado con su certificación correspondiente
- Escala de practico

10.2.3. Control del FPSO antes de la llegada del OTT

El FPSO Gimboa realizará el siguiente control 48 horas antes de la llegada del OTT:

- 1) En el momento adecuado el FPSO Gimboa completará el pre control de descarga que hace 48/24 horas antes.
- 2) 24 horas antes de la descarga, se le ordena al barco “Hose-Handling” que reúna el equipo necesario y los radios para la comunicación. Se deberá revisar y confirmar que el siguiente equipo de amarre se encuentra a bordo del barco “Hose-Handling” con su respectivos certificados:
 - Dos juntas/empaques de cara completa resistentes al crudo, para la conexión de la manguera con los “manifolds” (2 recambios)
 - 2 eslingas circulares de 4 pulgadas de nylon/cáñamo de manila para las mangueras
 - 1 bobina para coger los cables y 1 bobina de cuerda de manila de 2 pulgadas de circunferencia
 - Dos grilletes de acero con un SWL de 12 toneladas
 - 3 cabrestantes con un SWL de 5 toneladas, dos ajustando la posición de la manguera hacia adentro y uno ajustando la posición hacia afuera
 - 1 cabrestante con un SWL de 1 tonelada para ajustar la posición de las mangueras de popa a proa

- Una eslinga de 3m con un SWL de 15 toneladas con un recubrimiento en su extremo de acero, junto con una conexión que se encuentra conectado a un enganche
 - 24 recambios tuercas y tornillos recubiertos de PTFE⁴⁷ para remplazar en las bridas ciegas.
 - Dos estopores para cadenas de 3 o 4 pulgadas de grosor
- 3) Comprobar que la manguera flotante se encuentra fuera de peligro, no tiene fuga y que no obstruye la maniobra
 - 4) Comprobar que el cabo de amarre no se encuentra dañada ni obstruida
 - 5) Dos días antes de la operación de “lifting”, se deberá contactar con la oficina del “Marine Superintendent” para confirmar que el “Mooring Master” está preparado y disponible.

10.3. Preparaciones de amarre

Si el OTT necesita saber información sobre el requerimiento en el equipo de exportación, deberá solicitarla al OIM.

10.3.1. Mooring Masters

Una vez el “Mooring Master” se encuentra a bordo del OTT deberá:

- 1) Completar la información de intercambio Capitán/Practico entre el FPSO Gimboa y el OTT
- 2) Asegurarse que los dos remolcadores se encuentra cerca para prestar servicio una vez que el OTT entra en la zona de seguridad, a menos de 2 millas distancia del FPSO Gimboa. Deberá también controlar la maniobra de los remolcadores haciéndolos lo más eficientes posible.
- 3) Organizar todo el equipo del OTT que se utilizará en conjunto con el barco “Hose-Handling” en la maniobra
- 4) Antes de iniciar el aproximamiento deberá completar el “checklist”⁴⁸ de antes de amarrar
- 5) Antes de entrar a la zona de seguridad del FPSO, deberá pedir el permiso del Gimboa para poder acceder a esa zona

⁴⁷ Material derivado del teflón

⁴⁸ Listado de elementos para la maniobra que tiene que revisar cuando sube a bordo del OTT.

- 6) Avisar al control del Gimboa que el OTT se encuentra amarrado de forma segura en la posición de popa del FPSO Gimboa y deberá informar también de la situación de los remolcadores.

10.3.2. Gimboa Hose Foreman

Una vez abordo el “Hose Foreman” del OTT:

- Deberá inspeccionar el amarre del buque y el “manifold”, luego confirmará al “Mooring Master” que el barco se encuentra apto para realizar las operaciones con FPSO Gimboa
- Recibirá todo el equipo de mangueras y lo revisará
- Informará al “Mooring Master” desde el castillo de proa durante la operación de aproximación
- Aconsejará a la tripulación del OTT durante la operación.

10.3.3. Decisión para atracar

Una vez que el “Mooring Master” se encuentra abordo, el capitán del OTT deberá informar al FPSO Gimboa su decisión final si se procede con la aproximación y la conexión entre estos. Esta decisión deberá ser tomada dependiendo de las condiciones meteorológicas, los movimientos del barco así como su cabeceo cuando se encuentra conectado y los esfuerzos realizados por los remolcadores para mantener la posición del barco.

El FPSO Gimboa deberá informar al OTT cuando el permiso de aproximación este autorizado y el OTT deberá informar de la hora en la que el espera estar en la estación. Una de las cuestiones a discutir entre el “OTT Master” y el FPSO Gimboa son las limitaciones de la operación de aproximación ya acordadas, en la cual el factor principal de estas limitaciones se basara en las predicciones metrológicas establecidas. Siempre todo de acuerdo como en la Figura 8.0.

En el supuesto de que el FPSO Gimboa sufra serios problemas durante las operaciones de aproximación, se le ordenará al OTT que detenga la operación. Entonces el OTT deberá irse a la zona de espera, al norte del FPSO Gimboa y deberá esperar ahí futuras instrucciones.

Cuando el OTT se encuentre a 3 millas del FPSO Gimboa, el FPSO deberá confirmar al OTT que todos los cabos y mangueras se encuentran preparados. El OTT deberá aproximarse en dirección a la popa del FPSO Gimboa por la ruta acordada, siempre cumpliendo las especificaciones de la Figura 10.1.

10.3.4. La dirección de aproximación del OTT

Cuando se realiza la aproximación al FPSO Gimboa, es muy importante tener en cuenta la velocidad y dirección de la corriente, así como las condiciones meteorológicas generales. El FPSO Gimboa se encuentra amarrado y anclado con un rumbo de 224° por lo que su aproximación hacia su popa será desde el noreste.

A partir de la distancia de 2000m del FPSO Gimboa, la dirección normal de aproximación deberá seguir la línea de rumbo del FPSO, el OTT deberá entrar aproximadamente en el rumbo 224° dirección popa del FPSO.

Con condiciones meteorológicas normales, la aproximación deberá hacerse con un rumbo no exacto a 224°, el OTT no deberá tener el rumbo exacto a la popa del FPSO. Cuando la proa del OTT se encuentra en su posición para inicio de operaciones, entonces se le cambiará al rumbo exacto del eje del FPSO Gimboa.

10.3.5. Remolcadores

Dos remolcadores serán necesarios para que trabajen conjuntamente con el OTT.

- 1) El remolcador principal deberá tener preparado el equipo de amarre para ser conectado con la popa del OTT.
- 2) El remolcador principal deberá estar a popa del OTT a su llegada, listo para empezar la operación. El despliegue de este remolcador será según las indicaciones del “Mooring Master”, sujetas siempre a la aprobación del capitán del OTT.
- 3) El remolcador principal deberá aproximarse al OTT una vez que ha entrado en el radio de 2 millas de distancia del FPSO Gimboa, y maniobrará según las indicaciones del Práctico.
- 4) El remolcador secundario deberá asistir en la manobra de alineación del OTT con el FPSO Gimboa, siempre siguiendo las indicaciones e instrucciones del “Mooring Master”.

El capitán del remolcador principal deberá confirmar al “Mooring Master” que el OTT cumple con las instalaciones con su SWL necesario para poder realizar la maniobra asegurando siempre nunca sobre pasar los límites.

10.3.6. Barco Line and Hose-handling

El barco “Line and Hose-handling” se encuentra estibado a bordo del FPSO Gimboa. Su función es la de asistir en la operación de amarre con el OTT y de manejar correctamente las mangueras flotantes, siempre bajo las instrucciones del “Mooring Master”.

El Barco Line and Hose-handling:

- 1) Procederá a ponerse a popa del FPSO Gimboa, recogerá el cabo de guía y se quedará en “standby”
- 2) Una vez que el OTT se encuentra en posición, se acercará debajo de la proa del OTT y conectará las líneas de guías de la proa del OTT con las líneas de guías de la popa del FPSO Gimboa
 - ❖ **Advertencia:** Es demasiado peligroso para buque pequeños quedarse cerca de barcos tan grandes, especialmente cuando estos barcos tienen bulbo en la proa. Por lo que esta maniobra se hará con mucha precaución y con las medidas que se crean oportunas
- 3) Una vez hecho la maniobra con el primer cable, se procede hacer lo mismo con la segunda línea de guía desde la proa del OTT
- 4) Se alejará con cuidado del OTT y se mantendrá en stand by hasta que la maniobra de amarre termine
- 5) Acercará las mangueras flotantes a la banda de babor del OTT (el remolcador podrá ayudar en esta maniobra si es necesario) y conectarán la brida con la grúa del OTT
- 6) Volverá a bordo del FPSO

10.3.7. Conexión y desconexión de las mangueras y cabos

Para información detallada sobre las mangueras de carga, el equipo de amarre, procedimiento de descarga y procedimientos de manipulación de la carga se le pedirán directamente y siempre dirigido al OIM.

10.4. Procedimiento de salida

10.4.1. Despacho

Al terminar la exportación de la carga, el OTT desconectará las mangueras flotantes y las amarras. El OTT se quedará próximo al FPSO Gimboa mientras se prepara toda la documentación necesaria, siempre a la orden las instrucciones del FPSO.

Durante este periodo el OTT también deberá completar la maniobra de salida cumpliendo con las reglas establecidas y con los oficiales de gobierno abordo. El FPSO enviará los cálculos de carga lo antes posible.

10.4.2. Documentación

El FPSO Gimboa comunicará toda la información sobre la carga y la operación de carga a través de VHF al OTT.

Lo antes posible, pero siempre después de 4 horas de completar la carga, el Representante de Sonangol abordo realizará toda la documentación sobre la carga y la enviará junto con pruebas del crudo aprobadas por el “Cargo Superintendent” al OTT. Una vez que el “Mooring Master” ha firmado todos los documentos necesarios exigidos por el capitán del OTT, desembarcará junto con los oficiales de gobierno.

Después de completar toda la documentación, el OTT podrá empezar con su viaje, siempre avisando al FPSO Gimboa que inicia su travesía.

11. Maniobra real de aproximación de un OTT con el FPSO Gimboa:

En la figura 11.1 podemos apreciar una maniobra de aproximación real de un OTT con el FPSO Gimboa.

En esta figura 11.1 se puede apreciar las distintas líneas de colores conectadas desde los pozos hasta el FPSO, cada línea que sale de la intersección en colores se encuentran conectadas mediante un comúnmente conocido “Christmas tree”⁴⁹, este nombre se debe

⁴⁹ Árbol de navidad

a los colores de los que está pintado, normalmente verde y rojo. El Christmas tree se encuentra en la cabeza del pozo y se encarga de controlar el flujo de petróleo, gas y agua.

También se pueden apreciar las 12 suction piles que utiliza como sistema de anclaje. La posición de estas anclas se decide después

de hacer un estudio sobre las fuerzas que afecta más a la posición del FPSO Gimboa.



Figura 11.0: Christmas tree

11.1. Análisis de la imagen según los procedimientos establecidos por Sonangol en el FPSO Gimboa

Toda la operación es realizada y supervisada por el “Mooring Master”, el cual es supervisado siempre por el OIM.

1) Punto 1:

- A las 1220 horas: el barco se encuentra a una distancia aproximada de 4 millas y en “standby” a la espera del remolcador.
 - ✓ El “Mooring Master” junto con el “Hose Foreman” suben a bordo del OTT para realizar las funciones descritas en el apartado 10.3.1 y 10.3.2 respectivamente. Una vez realizadas estas funciones la operación continúa.

Se le realizan las pruebas de maniobra a barco para estar seguro que todo funciona correctamente, evitando así cualquier futuro imprevisto.

- 1235 horas: Este remolcador da remolque de popa, lo hace firme y lo coloca en el rumbo para que empiece aproximarse, un rumbo aproximadamente de 230° ya que en el apartado 10.3.4 nos indica que el rumbo de aproximación no deberá de ser del 224° que es el rumbo exacto del FPSO. El OTT mediante instrucciones del Mooring Master pone en marcha la máquina.
- 1315 horas: cuando el OTT alcanza una velocidad de que ronda 3 a 4 nudos con el rumbo 230° para máquina, así cumple con lo que marca la Figura 10.1 respecto velocidad de aproximación establecida por el FPSO.

- 1342 horas: El OTT está entrar en el radio de las 2 millas, entonces empieza reducir su velocidad, el remolcador se le aproxima según como describe el apartado 10.3.5.

✓ El “Mooring” Master estará controlando la maniobra de los remolcadores y de cualquier otra embarcación en todo momento.

2) Punto 2:

- 1350 horas: El OTT se encuentra a una velocidad de 0.9 nudos, el Barco Line and Hose – handling que se encontraba en “standby” procederá a dar las líneas guías al OTT, como se describe en el apartado 10.3.6. El barco ya se está enfilando en el rumbo 224°.

3) Punto 3:

Una vez que ya se encuentra en los 1000m el “Mooring master” coge toda la responsabilidad de la maniobra.

- 1410: Con la ayuda del barco “Hose – Handling” se conectan las cadenas de seguridad el OTT con el FPSO. El OTT se encuentra a una velocidad de 0.6 nudos.

4) Punto 4:

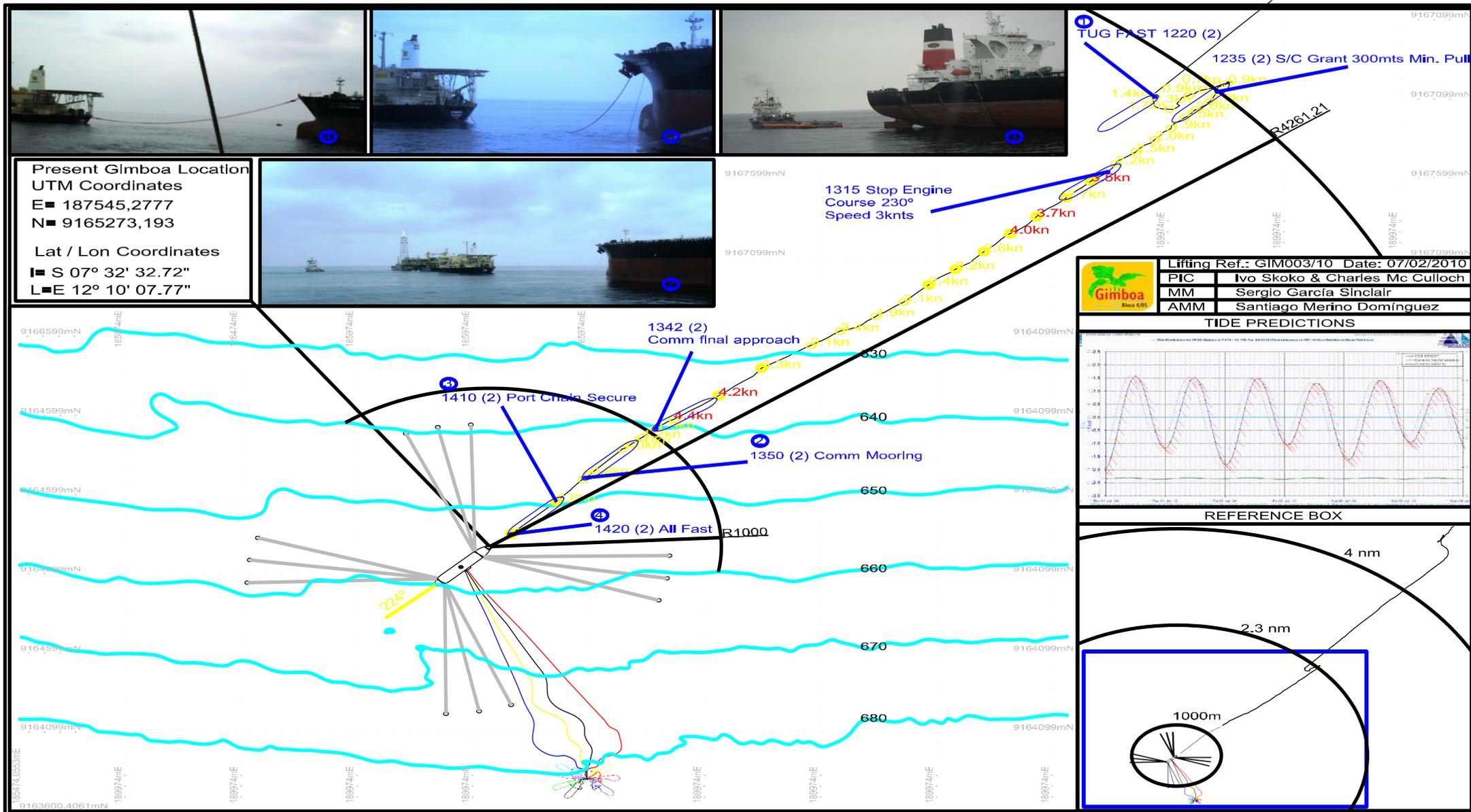
El principal responsable una vez que ya se encuentra en la zona de 500m es el OMI, entonces cada cosa que vaya a realizar el “Mooring Master” deberá ser informada a él.

Se encuentra en el momento más crítico de toda la operación, como lo explica el Capitán Santiago Merino en el Anexo 1.0.

- 1420: El OTT se encuentra con la ayuda de los remolcadores en la posición con rumbo 224° a 90m de separación con el FPSO. Una vez que se encuentra en esta posición de manera segura, se hace firme y se procede a dar las mangueras flotantes de carga y se empieza la descarga. Entonces se empezará apreciar el “lifting” del FPSO.

Al finalizar la descarga con la ayuda de los remolcadores, el OTT realizará el procedimiento de salida según queda descrito en el apartado 10.4, terminando así la operación de “lifting”.

Figura 11.1: Aproximación al FPSO Gimboa



CONCLUSIÓN

La industria de los hidrocarburos se encuentra directamente conectada con nuestro día a día, su importancia no puede ser pasada por alto en ningún momento.

En el sector marítimo nos hemos podido dar cuenta que nuestra profesión está directamente ligada al “upstream” y que casi todas las instalaciones “offshore” utilizadas en el sector se encuentran al mando de profesionales de náutica.

Hemos conocido los requisitos y procedimientos que se siguen y exigen a la navieras para poder abastecerse con un FPSO, aunque no todas las compañías tienen las mismas exigencias nos podemos dar una amplia idea de cómo funciona. Gracias al Capitán Santiago Merino hemos podido entender de una manera más amplia las funciones de un “Mooring Master” a bordo de un OTT.

Analizando una maniobra real de un OTT con un FPSO, hemos podido comprobar las funciones de las distintas autoridades a bordo de este tipo de embarcaciones y las normas estipuladas por Sonangol para poder realizar operaciones de lifting.

Se ha comprobado que las normas se cumplen y que cada autoridad desarrolla su rol según lo establecido. Todo esto gracias a la implicación que presentan las “oil majors” y a las empresas navieras dedicadas al sector cumpliendo con las normas establecidas.

Esto nos confirma que los reglamentos internos de las compañías así como los reglamentos internacionales de la OMI y de OCIMF, son los adecuados para evitar cualquier tipo de incidente en este tipo de operaciones que pueden tener repercusiones muy grandes para las personas involucradas como para el medio ambiente.

ABREVIATURAS

Bbls	Barrels - Barriles
Bopd	Barrels of oil per day - Barriles de crudo por día.
CPA	Closest Point of approach
DTS	Drill steam test
DP	Dynamic Positioning
DWT	DeadWeight Tonnes – Tonelaje de peso muerto
ETA	Estimated time of arrival
FPSO	Floating Production Storage & Offloading unit
FSO	Floating Storage and Offloading unit
GBS	Gravity base structure
IMO	International Maritime Organization
MMSCFD	Million Million Standard Cubic Feet per Day
NOR	Notice of Readiness
OCIMF	Oil Companies International Marine Forum
OIM	Offshore Installation manager
OTT	Offtake Tanker
PTFE	Polytetrafluoroethylene
SIRE	Ship Inspection Report Programme.
SOLAS	Safety of Life At Sea - Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar
STCW	International Convention on Standards of Training, Certification and Watchkeeping for Seafarers
SWL	Safe Working load – Carga de trabajo segura
TLP	Tension Leg Platform
VEF	Vessel Experience Factor

BIBLIOGRAFÍA

Offshore Center Danmark. Ed., 2010. The Offshore Book. Denmark

Nicholls, T., Brower, D., Lewis, I., Hele, T. Ed. 2015. The Ultimate Guide to Energy. Energy-Future.com

Devold, H. 2013. Oil and gas production handbook. Oslo. ABB Oil and Gas.

Perea, H., 2010. Manual de la refinería Gibraltar San-Roque. Gibraltar San-Roque.

Organization of the Petroleum Exporting Countries., Ed. 2013. What is crude oil?. All I Need to Know An introductory to the oil industry & OPEC. Korneuburg.

Van Dukkum, k. 2003. SHIP KNOWLEDGE: A MODERN ENCYCLOPEDIA. The Netherlands. Dokmar

OCIMF. Ed. 2014. Competence Assurance Guidelines For Mooring, Loading and Lightering Masters. United Kingdom.

OCIMF. Ed. 2007. Recomendations for Equipment Employed in the Bow Mooring of Conventional Tankers at Single Point Moorings. United Kingdom.

OCIMF. Ed. 2013. Ship to Ship Transfer Guide for Petroleum, Chemicals and Liquefied Gas. United Kingdom.

Sonangol PESQUISA & PRODUÇÃO. 20---. Operations Manual Gimboa FPSO Regulations. Angola.

TOTAL UPSTREAM NIGERIA LIMITED. 2009. AKPO Project Document Akpo Terminal Regulations and Procedures. Nigeria.

Energy API. 2001. Manual de Fluidos de Perforación Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. [En línea] Disponible en: http://www.academia.edu/4486776/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION

Herrera Diaz, F. 2011. Empaques de Producción. [En línea] Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/49452325/EMPAQUES-DE-PRODUCCION#scribd>

Mar & Gerencia. 2011. Unidades Flotantes de Producción, almacenaje y descarga / Floating Production Storage and offloading (FPSO). [En línea] Disponible en: <http://marygerencia.com/2011/04/10/unidades-flotantes-de-produccion-almacenaje-y-descarga-floating-production-storage-and-offloading-fpso/>

Rodríguez, E. 2014. La instalación de FPSO con el alcance más profundo del mundo. [En línea] Disponible en: <http://www.fierasdelaingenieria.com/la-instalacion-de-fpso-con-el-alcance-mas-profundo-del-mundo/>

The CIA World Factbook. Guide to country comparisons. [En línea] Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/resources/the-world-factbook/rankorder/rankorderguide.html>

Gulf Consolidated Contractors CO. LTD. 2011. Job Description Qualification. [En línea] Disponible en: https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CCEQFjAAahUKEwivuc2o_8THAhXD0xoKHfb3B_I&url=http%3A%2F%2Fwww.gccksa.com%2FJobDesc%2FFOREMAN%2520-%2520RIGGING.pdf&ei=h8XcVe_ZMMOna_bvn5AP&usg=AFQjCNGUzRqPXIkNx2B_VTm-pi6bWEZuOQ&sig2=3g9o4bfCLGkv08ffdVickQ

Edvard., 2003. 5 most common offshore oil and gas production facility types (you can see today). [En línea] Disponible en: <http://electrical-engineering-portal.com/5-most-common-offshore-oil-and-gas-production-facility-types#1>

Angola Deepwater Programme. 2012. [Video de Youtube] PSVM raising the standard. [En línea] Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=iL3M-C70LPI>

Capitán Merino, S., 2015. Distintas conversaciones sobre temas relaciones con el sector offshore y sus funciones en el FPSO Gimboa. [Conversaciones] (Conversaciones de mayo a septiembre del 2015)

ANEXOS

Anexo 1. Entrevista al Capitán Santiago Merino – Mooring Master del FPSO Gimboa – Septiembre del 2015

El Capitán Santiago Merino egresado de la Universidad Marítima de Cádiz empezó a navegar a sus 20 años. Cuenta con más de 18 años de experiencia profesional en el sector marítimo, logística, distribución y el sector offshore, incluyendo 8 años de puestos directivos en tierra.

Al Terminar sus estudios (1992-1997) y su licenciatura (1998) empezó su carrera profesional en un buque tanque como alumno, tuvo la oportunidad de embarcar como contra maestre en el FPSO P-32 para Petrobras.

Al desembarcar como alumno del FPSO P-32 se incorpora a la armada en la Escuela Naval Militar de Marín, realiza lo que llaman “El curso previo” lo que le otorga el despacho de Alférez de Fragata, le asignan destino en el buque de apoyo logístico “Mar Caribe” que era un “supply vessel” reconvertido para operaciones de buzos donde servirá a las Fuerzas de la Armada Española durante 1 año. Ahí realiza maniobras y operaciones con submarino, operaciones con buzos, recuperación de torpedos, ejercicios de tiro y alguna vez de remolcador.

Una vez que obtiene su título profesional empieza a navegar en un buque Zumero de tercer oficial, mediante una agencia de embarque pasa a un buque tanque, de ahí es desembarcado y lo mandan a los buques cableros donde estuvo ahí realizando distintos labores como tendido de cable y las pruebas de “branching unit trayal”, que consistía en un unir cable oceánico para Estados Unidos, Sudamérica y el ramal de Europa. A partir de ahí inicia la crisis de los cableros y opta por desembarcar empezando una nueva etapa durante 5 años como Jefe de Operaciones a Tenerife para CAPSA.

Luego le ofrecen trabajo de “Jetty Superindendant” en Guinea Ecuatorial, en una base logística de operaciones de extracción y prospección durante dos años. Vuelve a España y empieza a navegar otra vez en buques tanque como primer oficial y haciendo relevos de capitán. Después de eso le llaman para ir a Angola donde estuvo 2 años como “Mooring Master” del FPSO Gimboa para SONANGOL.

Nuevamente de tierra le llamaron de CEPSA para ir a la terminal de Huelva donde estuvo de capitán de boya y capitán de puerto (“Loading Master” y “Mooring Master”) durante dos años, luego CEPSA lo mandaron de capitán de puerto a Algeciras y actualmente trabaja en Repsol de E&P Vetting Inspector. Trading & Transport.

Preguntas:

Desde su punto de vista ¿Qué hace tan importantes a los FPSO comparado con otras unidades de producción offshore?

El FPSO no es más importante que otra unidad de producción sino que es más rentable. Por dos motivos: una unidad de producción necesita una unidad de almacenamiento adosada, y también necesita un sistema para bombear a una boya por la que se pueda cargar.

Por lo tanto la primera y principal ventaja que tiene la FPSO es que produce y almacena. La segunda ventaja es que se hace sobre casco existente, antes no era habitual construir FPSO nuevo aun que actualmente ya sucede, lo que se hacía es que se reformaba el casco de un barco ya existe, no porque fuera más barato que hacer un barco nuevo (dependiendo el caso), sino porque era más rápido.

¿Qué experiencia profesional o que aptitudes le dieron la posibilidad de optar al puesto de Mooring Master?

Actualmente para ser “Mooring Master” hay un curso de la OCIMF. Antes de la existencia de este curso cada compañía establecía sus requisitos. En el Caso de Sonangol los requisitos para acceder al puesto eran tener título de capitán, tener mucha experiencia en muchos tipos de buques no solo en buques tanque sino en buques en general, porque interesa es que el capitán que esta de “Mooring Master” conozca cuales son los límites de maniobra de buques que tiene tamaños y descripciones de maniobrabilidad sensiblemente distintas a un buque tanque. También te pedía 3 “lifting” como “assitant” antes de considerarte “Mooring Master”.

Como aptitudes propiamente del puesto la maniobra es la más importante, por encima del conocimiento sobre la carga.

Según el punto de mi trabajo 10.3.1 referente a las actividades del Mooring Master ¿Podría confirmarme que sus funciones desempeñadas mientras se encontraba a bordo son las que se describen en el manual de operaciones del FPSO Gimboa?

No, muchas veces la función de “Mooring Master” lleva adosada a nivel interno de la compañía la función de “Loading Master” y aunque no la lleve adosada el “Mooring Master” debe de saber en qué fase se encuentra la carga, que problemas puede haber, conocer si el barco está acorde para empezar a cargar, si las P/V tienen algún problema (“pressure valves”), medir la inertización de los tanques y saber de algunas funciones que realiza un “surveyor”.

Siempre en todo momento por políticas de la empresa se establecía un sistema de reparto de responsabilidades donde se dejaba claro (por radio) quien en cada momento de la maniobra tenía la responsabilidad, porque el seguro de responsabilidad civil de cada uno iba ligado a ese trato. Por lo tanto OIM, Mooring Master, capitán del OTT o el Práctico tenía claro en qué momento entraba en la operación.

A partir de los 1000m el Mooring Master se coge toda la responsabilidad de la maniobra hasta los 90m, hasta dejarlo parado y en condiciones de seguridad, asegurado con dos “hawser” (cabo o estacha de amarre) y una vez establecida la condición de seguridad se hacía responsable del comienzo de la carga.

¿Qué tipo de inspección o check list mira un Mooring Master en el OTT antes de iniciar la maniobra de aproximamiento?

Normalmente el “Mooring Master” llega 24 horas antes de la operación a bordo del OTT, el OTT suele estar en una zona de stand by a 4 o 6 millas del FPSO, ahí es donde lo deja el Práctico.

Lo primero que empieza a checar el “Mooring Master” aparte del aspecto físico que tiene el barco por fuera, es cuando ponen la canasta a bordo del “supply vessel” que te está proporcionando el OTT, que esté en buenas condiciones el “basket”, que cumpla los criterios de seguridad, se miran los certificados de grúas, que cumpla el código ISPS

(Código internacional para la protección de los buques y de las instalaciones portuarias) y realice un corrector procedimiento de esa operación, todo esto se chequea de manera visual. Si existe algo que te llama la atención entonces se indaga más.

Una vez abordo te presentas al capitán y dependiendo de la luz que haya o antes de la operación, das una ronda de seguridad por el barco. Lo que se mira en esa ronda de seguridad es que las P/V están cerradas, que los tanques estén inertizados, que el nivel de inert gas sea del tanque que tu designes sea el correcto, las presiones del “inert gas” y cosas relacionadas.

También se miran elementos propios de la maniobra, como que la resistencia de los punto de amarre que van a ir a la cadena sea conforme y como mínimo cubra la resistencia a la que va ser soportado como máximo el “hawser” (SLW de 115 toneladas), por lo que deben trabajar por encima de 50 toneladas. Se miran también la resistencia de los elementos en cubierta, tanto el recibidor y todos sus elementos tienen que estar debidamente certificados y con la resistencia marcada. El remolque popa, el ojo que tiene la vita para meter la gaza debe ser acorde del tamaño del alambre con el que cuenta el remolcador, porque si no te puedes encontrar en la situación que la gaza de alambre no entra, a su vez revisas que la resistencia estructural de esa vita sea conforme al tiro que se le va a ejercer. Se revisa también que los carreteles donde se van a meter los hawser se encuentren libres de cabo, porque si no lo están el día la maniobra pueden retrasar toda la operación por lo haberlo hecho antes.

Se mira la maniobra del barcos 4 millas antes de entrar en zona, se prueba marcha atrás, maniobras, se pregunta cuantos encendidos consecutivos puede tener la máquina, se consulta cual es el ángulo de maniobra del timón, se pregunta si el timón es compensado o no, se pregunta si el barco es zurdo o si no, se ven las curvas de maniobra con el capitán, se le explica al capitán como va a ser la maniobra, se explica hasta qué punto vamos a llevar el barco en propulsión propia, en qué punto nos quedamos a 2 nudos, que se hará para quedarnos a 2 nudos, se explica el sistema de aproximación y amarre que se utiliza, se le indica las condiciones de viento de la zona y sobre todo se le indica la fuerza de la “soliton” que es una corriente de superficie de 2 nudos de intensidad que saltan cuando quieren, todo esto se le informa para que tenga claro, le dices cuáles son tus responsabilidades abordo y las funciones que desarrollarás junto con tu equipo.

También se le da un pequeño meeting de seguridad tanto al capitán como a todo el personal que vaya a intervenir en la operación.

¿Cuál función del Mooring Master considera que es la más importante? ¿O qué momento de la operación es fundamental para la operación de aproximación?

La función más importante y delicada es la aproximación, cuando el OTT se encuentra a 90m de la plataforma debes de tener el barco controlado y amarrado, no se puede llegar a los 90m sin la situación controlada porque puede generar un gran problema. La aproximación sin duda a un FPSO que esté obligado de aproximar a un rumbo fijo es su momento más delicado.

“Haz de cuenta que estas metiendo un barco de 1 millón de barriles de 200 o 300 metros de eslora, con 25 metros de francobordo que no se ve absolutamente nada y ese barco lo estas poniendo a 2 nudos, que solo con que le sople un poco de viento ya se te va y lo tienes que dejar a 90 metros, 90 metros es ridículo, tendrías que ver la distancia real entre los barcos para que te des cuenta de lo que es 90 metros entre dos unidades que miden 300 metros cada una, ¡impresiona!”

¿Alguna vez se dio la situación en la que tuviera que cancelar toda la operación de aproximamiento? ¿Cuál fue el motivo o motivos?

Si, el motivo fue la luz. Porque se tiene el requisito para trabajar con luz diurna, aunque se han sacado barcos remolcados del FPSO por la noche, pero sacarlo es bastante más sencillo que meterlo. Por lo que el ocaso alcanzó a la operación y esta fue cancelada.

Si el Mooring Master se encarga de coordinar a los remolcadores, ¿Quién se encarga de coordinar al Barco Line-Hose Handling?

El “Mooring Master”.

El “Mooring Master” coordina todas las embarcaciones que estén alrededor, excepto las que el OIM quiera regular. Desde el momento que el OTT se encuentre conectado con el FPSO el OIM deberá contar con el “Mooring Master”.

“En la estructura jerárquica el OIM está por encima del Mooring Master, pero el Mooring Master está en el OTT y el OIM no, ¿vale?, entonces la seguridad de todo lo

que hay ahí (en el FPSO) es del OIM, cualquier cosas que pase ahí es del OIM, pero cualquier cosa se consulta con el Mooring Master, por lo general durante las operaciones el OIM delega esa parte en el Mooring Master. Sin perjuicio de que las embarcaciones cuando se tengan que meter dentro de los 500 metros del FPSO tienen que pedir permiso al OIM”

Una vez conectado el OTT con el FPSO ¿Qué funciones desarrollan los oficiales abordo?

Hacen sus guardias de carga, exactamente igual que como se haría en una refinería cuando están cargando.

El “Mooring Master” solo está al comienzo de la operación en el centro de control de carga, para ver que está llegado el producto y repartirlo. Se sigue el plan de carga ya acordado. Solo en caso especial de una operación de carga el “Mooring Master” podría intervenir.

En una situación extraordinaria, ¿Podría realizarse una operación de aproximamiento sin un Mooring Master? ¿O sencillamente no es posible y se realiza hasta que se encuentre disponible?

Hay operaciones que se hacen sin “Mooring Master” o estas funciones son asumidas desde la plataforma. Por ejemplo cuando los barcos cuenta con sistema DP, lo único que haces es mandarles las instrucciones al operador DP del “Shuttle tanker”.

Es totalmente distinto cuando un barco está equipado con DP lo que se llama “Shuttle tanker”, a cuando es un OTT normal, en tamaño no son distintos pero en equipación sí.

No obstante depende de la terminal el obligar a usar “Mooring Master” en todo momento, Como es el caso de Brasil que aunque no sea un “Shuttle tanker” también te obliga a llevar “Mooring Master”.

Después de su experiencia como Mooring Master en el FPSO Gimboa, ¿Cambiaría algo en general de todo lo que engloba la aproximación marcado por Sonangol que pudiera mejorarlo?

“Yo Cambiaría algo, lo que no creo es que se pueda cambiar. Cambiaría el rumbo de fondeo de la plataforma, la plataforma esta fondeada al 224° como esta en el esquema y ese rumbo es nefasto porque las corrientes soliton te cogen justo de través, lo bueno de esas corrientes es que vinieran de proa. Si estas corrientes vinieran de proa sería como tener máquina atrás, lo único que tienes que hacer es pelear con la máquina adelante, para entrar se usa una técnica que se llama “Kick ahead – Patada avante”, das máquina y cortas, das máquina y cortas, por se quiere saber cuántas arrancadas seguidas puede hacer la máquina. Eso tiene un efecto de maniobra determinada, que es una potencia y una caída y se utiliza para eso, si tú tienes la corriente en contra es como tener un elemento más a tu favor, de esta forma tenerla de través tienes un elemento más en contra”