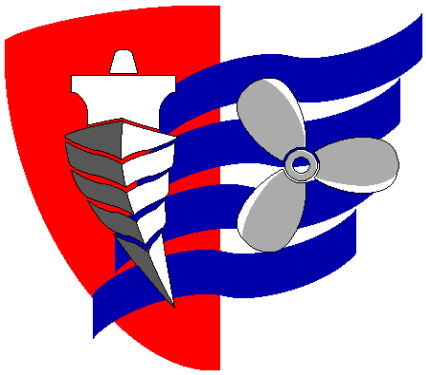
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

OFF-SHORE: ESTUDIO TÉCNICO (CAMBIOS A PARTIR DE DWH)

OFF-SHORE: TECHNICAL STUDY (CHANGES AFTER DWH)

Para acceder al título de

Máster en Ingeniería Marina

Autor: José Miguel Pérez Alonso

Director TFM: José Isla Romero

Julio - 2014

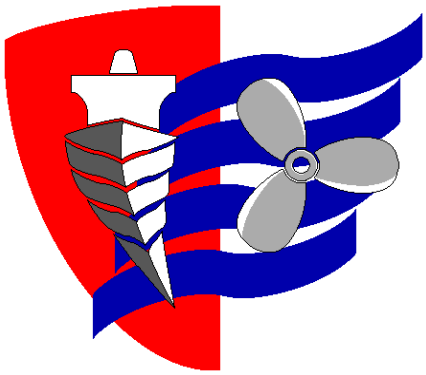
1-Sumario

1- Sumario ----------3
2- Resumen ----------5
2.1 – Resumen y palabras claves ----------6
2.2 – Abstract ----------7
2.3 – Lista de Abreviaturas ----------8
3- Introducción ----------10
4- Off-shore ----------13
4.1 – Metodología ----------14
4.1.1 – Herramientas ----------15
4.1.2 – Biografía y páginas web ----------16
4.1.3 – Objeto ----------17
4.1.4 – Metodología----------17
4.2 – Desarrollo----------18
4.2.1 - ¿Qué es off-shore ?----------19
4.2.1.2 – Breve historia cronológica----------19
4.2.1.3 – Estructura del sector off-shore----------22
4.2.1.4 – Tipos de barcos off-shore----------24
4.2.1.5 – Principales desarrollos técnicos en barcos off- shore---------29
4.2.1.6 – Tipos de trabajos off-shore----------30
4.2.2 – Posicionamiento dinámico----------31
4.2.2.1 – Conceptos básicos y clases DP ----------32
4.2.2.2 – Redundancia en DP ----------34
4.2.2.3 – Back-up System ----------34
4.2.2.4 – El puente de emergencia ----------35
4.2.2.5 – Redundancia y FMEA ----------35
4.2.3 – Descripción del sistema DP en OCV Boa Deep C ----------36
4.2.3.1 – Características principales OCV Boa Deep C ----------37
4.2.3.2 - Sistema de distribución eléctrica ----------40
4.2.3.3 – Propulsión ----------44
4.2.3.4 – Thrusters ----------44
4.2.3.5 – PMS ----------45
4.2.3.6 – Sistema de control de DP ----------46
4.2.4 – Proa X-BOW----------48
4.2.4.1 – Introducción ----------49
4.2.4.2 – Fundamentos teóricos ----------50
4.2.4.3 – Conclusiones ----------53
4.2.5 – Propulsión off-shore ----------55
4.2.5.1 – Propulsores acimutales ----------56
4.2.5.2 – Azipod ----------57
4.2.5.3 – Conclusiones ----------60

4.2.6 – Sistema de autoelevado de barcos ----------61
4.2.6.1 – El sector eólico off-shore ----------62
4.2.6.2 – Buques autoelevados ----------63
4.2.6.3 – Sistema Jack-up ----------65
4.2.6.3.1 – Módulo de autoelevación ----------67
4.2.6.3.2 – Pilares ----------69
4.2.6.3.3 – Sistema de control ----------70
4.2.6.3.4 – Conclusiones ----------71
4.2.7 – Off-shore: antes y después de D.W.H.----------72
4.2.7.a – Deep Water Horizon
4.2.7.a1 – Un trabajo off-shore especial ----- ----------74
4.2.7.a2 – Cambios normativos a raíz de D.W.H.----------77
4.2.7.a3 – Novedades normativas: el ejemplo noruego----------78
4.2.7.b – El maquinista en off-shore
4.2.7.b1 – Nuestro trabajo en DP ----------83
4.2.7.b2 – Check-list ----------83
4.2.7.b3 – Comunicaciones ----------85
4.2.7.b4 – Seguridad después de D.W.H. ----------85
5- Conclusiones finales ----------89
6- Referencias ----------91
7- Anexos ----------94
7.1 – Índice de anexos ----------95
7.2 – Deep Water Horizón ----------96
7.3 – Recomendaciones OLF ----------106
7.4 – Check-lists ----------114
7.5 – Sistema de Gestión HSEQ, Boa Group y SJA.----------122

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

2-Resumen

2.1-Resumen.

El off-shore, desarrollado a partir de las primeras plataformas petrolíferas costeras allá por la década de los cuarenta del siglo pasado , es ahora mismo uno de los sectores punteros en el ámbito energético a nivel global .

Dotado de un gran dinamismo, ha generado todo un conjunto de tecnologías navales que están en permanente evolución y que da lugar a que de forma continuada surjan adaptaciones técnicas , estructurales y de propulsión de carácter revolucionario , que permitan a los barcos responder adecuadamente a los retos , que día a día les exigen los trabajos de explotación de los recursos energéticos marinos .

De la mano del off-shore llega a los barcos el posicionamiento dinámico, las propulsiones acimutal y azipod , las proas invertidas o X-Bow , la adaptación mejorada del sistema Jack-up de autoelevado de las plataformas a los barcos , etc .

Estas muestras de desarrollo técnico escogidas entre un abanico inmenso de posibilidades , nos servirán de ejemplo para refrendar el constante impulso evolutivo que caracteriza al sector .

Finalmente , los anexos incluidos ; el primero , un informe fotográfico del desastre de la plataforma Deep Water Horizon en el Golfo de México (2010) , accidente que cambiará de forma definitiva toda la normativa y regulación en materia de seguridad de este campo . El segundo la copia de alguno de los modelos de check-list que utilizaremos en barcos de DP. El tercero y cuarto nos ilustrarán acerca de cómo afectó al off-shore (a partir del ejemplo del caso noruego) lo acaecido en Deep Water Horizon al marco regulatorio en materia de seguridad y su traducción al trabajo en los barcos.

Palabras Claves: off-shore, posicionamiento dinámico , proa X-BOW , propulsión acimutal , azipod , Sistema Jack-up , Deep Water Horizon .

2.2- Abstract.

Off-shore, developed from oil-rigs, forty decade in past century , is a leading sector in global energy world .

It has a big dynamism , and has helped to develop a big group of marine technologies in permanent evolution and the continuous emergence of technical , structural and propulsion revolutionary adaptations , that made the ships capables to response the new challenges that appear continuously , in marine energetic resources jobs .

Close to off-shore jobs, appear in vessels the DP, azimuth and azipod propulsions, X-BOWs , improved adaptations of Jack-up system from oil-rigs to ships.

All of this can serve to show the constant movement, one of the main features in off-shore world.

In annexes, I accentuate two different matters. First one , a photo-report of Deep Water Horizon platform disaster , in Gulf of México (2010) ; this accident would have big repercussion and would create a big cuantity of regulations and legislation in safety that changed off-shore jobs definitively ; the second one , three examples of main check-lists used in off-shore . Third and four will show us the influence of Deep Water Horizon accident in Norwegian off-shore safety regulations and in the daily job on board.

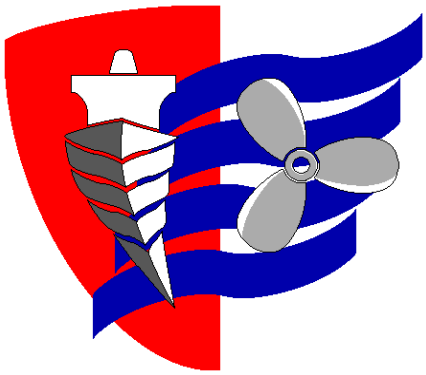
Key Words: off-shore, dynamic positioning , X-BOW , azimuth and azipod propulsion , Jack-up System , Deep Water Horizon .

2.3- Abreviaturas utilizadas .

- AHT ; Anchor Handlig & Towing
- AHTS ; Anchor Handling Towing & Sismic
- BCM ; Billion Cubic meters
- BOP ; Blow out preventer
- BP ; British Petroleum
- CLV ; Cable Laying Vessel
- CPU ; Controllable Processor Unit
- DGPS ; Differential Global Positioning System
- DNV ; Der Norske Veritas
- DP ; Dynamic Positioning
- DPO ; Dynamic Positioning Operator
- DWH ; Deep Water Horizon
- FMEA ; Failure Mode & Effects Analysis
- FPSO ; Floating Production Storage & Offloading
- FSO ; Floating Storage & Offloading
- Hi PAP ; High Precision Acoustic Positioning
- HSEQ ; Healthy Safety Environmental Quality
- IAS ; Integrated Alarm System
- IMCA ; International Marine Contractors Association
- IMO ; International Marine Organization
- LMPR ; Lower Marine Riser Package
- MMBPD ; Million Barrels Per Day
- NCS ; Norwegian Continental Shelf
- OCV ; Offshore Construction Vessel
- OLF ; Norwegian Oil Industry Association
- OSV ; Offshore Supply Vessel
- PLV ; Pipe Laying Vessel
- PMS ; Power Management Vessel
- PSV ; Platform Supply Vessel
- ROV ; Remote Operated Vehicle
- SJA ; Safety Job Analysis
- SSP ; Siemens Shotell Propulsion
- SWRP ; Subsea Well Response Project
- UHF ; Ultra High Frequency
- VRS ; Vertical Reference System

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

3-Introducción

3- Introducción.

El off-shore es en la actualidad el campo de mayor dinamismo dentro del ámbito náutico-industrial, pero desgraciadamente en España, a pesar de nuestro marcado carácter marítimo y de nuestra tradición naval, su repercusión sigue siendo mínima. Cuando personalmente comencé a trabajar en off-shore, llegué a un mundo totalmente desconocido a pesar de llevar ya algunos años navegando en distintos tipos de barcos. Ocho años después de aquellos complicados comienzos, observo que algunas cosas a mi alrededor han cambiado poco. Sigo a día de hoy teniendo que responder a la gente en general , pero también a algunos marinos profesionales ya curtidos a preguntas tales como :

- ¿Qué tipo de barco es un off-shore?
- ¿Qué transporta?
- ¿Es como un remolcador de altura?

En los últimos tiempos ha aumentado el número de profesionales españoles en off-shore, pero siguen siendo números bastante escuálidos debido a factores de diversa índole: el miedo personal a un campo desconocido y sin ninguna tradición en España, la dificultad añadida de tener que trabajar en inglés, las reticencias por parte de las empresas a contratar a personas sin experiencia previa en el sector, etc.

Pero lo cierto es que un contexto de crisis generalizada y con el sector marítimo español casi muerto, las posibilidades que ofrece este mundo tanto a nivel laboral y de crecimiento personal individual, como de negocio para la industria naval española podrían ser enormes.

Debido a esto, concebí desde el primer momento la redacción de este trabajo fin de master como modesta guía. Como un compendio de contenido donde primara el carácter pedagógico y que, quien se acerque a él, pudiera al final de su lectura tener una idea básica pero exacta y global de lo que es el off-shore , pudiendo servirle de punto de partida si decidiese introducirse en este mundo a nivel profesional o simplemente tener una base de conocimiento del sector .

Para ello he estructurado el trabajo comenzando por explicar qué es el off-shore, cuál es su repercusión en el mundo, como evolucionó, qué tipos de barcos hay, que tipo de trabajos se realizan, etc. Hago además mención especial mediante un subcapítulo a la descripción de accidente de la plataforma de BP en el Golfo de México, que produciría un cambio enorme en todo el ámbito off-shore y como influiría en el devenir del sector, propiciando una producción normativa y regulatoria enorme.

A continuación apoyo la explicación descriptiva del off-shore en los barcos, con el estudio de un concepto básico como es el Posicionamiento Dinámico (DP), concepto unido intrínsecamente a lo que se entiende por barco off-shore, ya que determina

todo el trabajo, estructura y forma de vida a bordo. DP como concepto pero también cómo sistema, y como tal trato de desgranarlo sin intentar abusar de tecnicismos, por entender que aunque sean los profesionales del mar los posibles principales destinatarios de este trabajo, no está pensado para expertos (yo tampoco lo soy, a pesar de poseer una cierta experiencia), sino como ya dije, para quienes su contacto con esto sea escas , muy general o nulo del todo. Ejemplifico el sistema DP con el particular del Buque BOA Deep C y hago una breve reseña del trabajo de maquinista en la máquina de un barco con DP y como una Deep Water Horizon influyó en nuestro trabajo de forma directa.

Pretendo que se comprenda de forma general qué es el Posicionamiento dinámico, cómo es y por qué es.

Continúo con tres apartados independientes donde la idea central es subrayar el gran dinamismo evolutivo propio del sector, traducido en la aparición continua de mejoras tecnológicas, muchas de carácter revolucionario, ante la necesidad de dar solución a los complejos retos que el trabajo off-shore demanda continuamente.

Describo las llamativas proas invertidas, su génesis y características principales en el primero de los apartados.

En el segundo de estos apartados describo y analizo las propulsiones mediante sistemas de hélices acimutales y azipod.

Introduzco también una breve exposición en un tercer capítulo de los barcos Jacks-up (barcos o plataformas autoelevadas), como solución a la necesidad de gran estabilidad requerida para la instalación de turbinas eólicas marinas , incidiendo en la pujanza a todos los niveles del subsector de la energía eólica marina, sobre todo en el entorno europeo , donde la carencia de yacimientos petrolíferos marinos , excepto en el mar del norte , posiciona lo eólico como la punta de lanza del sector en nuestro ámbito geográfico más próximo .

Finalizo el trabajo con un anexo de especial relevancia dentro del conjunto de anexos que incluyo. Se trata de un informe propio realizado de acerca del accidente de la plataforma Deep Water Horizon de BP en el Golfo de México, de un valor especial por el hecho de haberse realizado en su día " in situ " en forma de secuencia fotográfica de los trabajos de intento de extinción del fuego originado tras la explosión , y donde la mayoría de las fotografías fueron tomadas a bordo del buque Boa Deep C ,con intención de dejar constancia de primera mano sobre un accidente que conmocionó al mundo por su gravedad, tanto de índole humana como económica y medioambiental.

Supuso este accidente, un punto de inflexión, produciendo cambios que darán una nueva dimensión del trabajo off-shore, y convirtiéndose en un punto de referencia para comprender como se desenvuelve en los momentos actuales este ámbito.

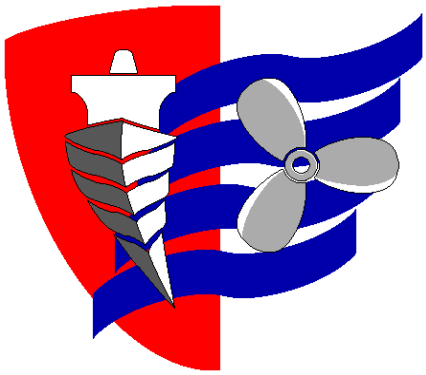
Con la inclusión de este anexo, además del valor como curiosidad documental que indudablemente posee, pretendo hacer un contraste mostrando los puntos negros que este ámbito también tiene.

En definitiva, pretendo con este trabajo fin de master, haber alcanzar el modesto objetivo de clarificar, a cualquiera que se acerque a él, lo que es el off-shore, crear conciencia entre los profesionales aunque sea de forma incipiente, de las enormes posibilidades que en este mundo pueden encontrar de forma personal, y de dejar constancia de las posibilidades reales de futuro para los marinos españoles en el sector.

Si además las empresas españolas y las instituciones adquiriesen el convencimiento de la gran oportunidad de desarrollo que está al alcance de todo aquel que se acerque al off-shore con ganas de hacer cosas y de hacerlas bien, ya estaríamos ente un escenario inmejorable, pero esto ya es más complicado. Para muestra, las dificultades y la falta de claridad en el asunto de las posibles prospecciones en el área de Canarias, tema de rabiosa actualidad.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

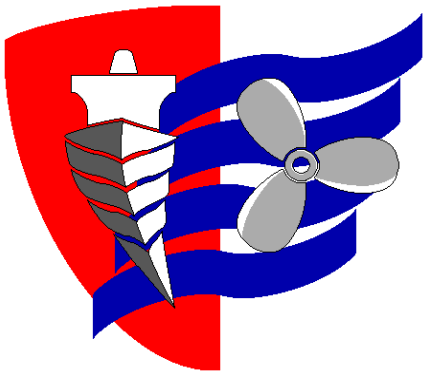


Trabajo Fin de Máster

4-Off-shore

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.1-Metodología

4.1.1- Herramientas.

La adquisición de los conocimientos que intento transmitir ha sido básicamente práctica ; por el contacto directo con las tecnologías descritas , apoyado teóricamente por manuales técnicos y por el intercambio de información e impresiones con compañeros que ejercen la profesión en diferentes empresas del sector .

Es más abundante la información en la web, donde podemos encontrar infinidad especializadas, pero centradas principalmente en los aspectos económicos y empresariales del tema. La información bibliográfica u otros soportes es escasísima (en nuestro país nula del todo), salvo manuales técnicos o alguna publicación periódica.

También es abundante la información en las webs de distintas empresas fabricantes, donde podemos encontrar datos concretos y descripciones técnicas, pero teniendo en cuenta que se trata de información orientada a vender las bondades de sus productos, con lo que será necesario interpretarla con un cierto sentido crítico, que la experiencia nos va aportando.

Por último la información también en la red, de la distintas instituciones, de sociedades clasificadoras y organismos reguladores, son la fuente principal en cuanto a materia normativa.

4.1.2- Bibliografía

- [1] OCV Boa Deep C Ship Board Manual , 2004 .
- [2] International guidelines for the safe operation of dynamically positioned off-shore supply vessels IMCA M103 , 2009 .
- [3] Training and experience of key DP Personnel , IMCA M117 , 1996 .
- [4] FMEA Management guide , IMCA M178 , 2005 .
- [5] IMO Guidelines for vessels with dynamic positioning systems , IMO 113 (IMO MSC 645) , 1994 .
- [6] Boa Deep C FMEA Updated , EMAS AMC , 2012 .
- [7] BP , Informe de sostenibilidad 2010
- [8] Deep Water Horizon Marine casuality investigation report . Republic of the Marshall Island , 2010 .
- [9] Ulstein X-Bow ® brochure , 2012 .
- [10] Guidelines for the selection and operation of Jack-ups in the marine renewable energy industry , Renewable UK , 2013 .
- [11] Jacking system general ,Training for Fred Olsen Brave Tern crew , 2012
- [12] Complete thrusters system , Brunvoll AS. ; 2004 .
- [13] Azipod ® , product platform selection guide , 2010 .
- [14] Report Deep Water Horizon OLF ; 2012 .
- [15] Oil & Gas in UK , MCA ; 2011 .

Páginas Web

[1] www.offshore-mag.com
[2] www.ogj.com
[3] www.dnvgl.com
[4] www.oilproduction.net
[5] www.f2e.es
[6] www.epmag.com
[7] www.imca-int.com
[8] www.ulsteingroup.com
[9] www.atmosferis.com
[10] www.norwegen.com
[11] www.turbosquid.com/3d-models

4.1.3- Objeto

El objeto principal de este Trabajo Fin de Master es poner al alcance de la gente en general y de los marinos con escasa o nula experiencia en la dimensión naval del off-shore, unos mínimos conocimientos sobre la materia.

Como objeto secundario, pero engarzado claramente con el anterior, está el intento de crear conciencia acerca de la gran relevancia que el off-shore tiene en la actualidad dentro de la industria naval, convirtiéndose en un sector puntero a nivel global, tanto en el aspecto de evolución técnica como en el de posibilidades laborales y económicas.

4.1.4- Metodología

Este Trabajo fin de master es la plasmación en papel de una descripción reflexionada sobre los puntos que consideré básicos para una aproximación técnica al off-shore.

Para profesionales experimentados en este ámbito, parte de los conceptos que trato de desgranar pudieran parecer triviales, pero parto de la certeza de que gran cantidad de marinos españoles desconocen la mayor parte de lo que aquí se concreta.

El apuntalar la exposición con conceptos básicos (como el DP), complementada con particularidades (las que consideré más llamativas) es parte de la estrategia orientada a despertar interés por el tema y dotar este trabajo de utilidad para aquellos que puedan buscar nuevos horizontes profesionales más allá de la marina mercante tradicional.

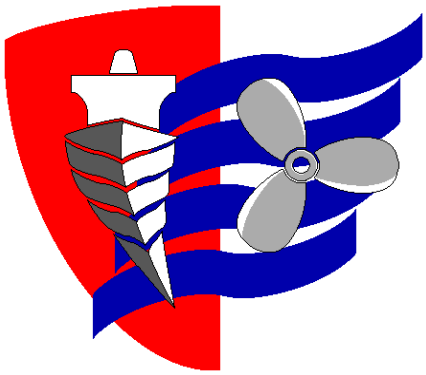
La incursión de las reseñas a los hechos acaecidos en el Golfo de México con la plataforma Deep Water Horizon también es premeditada en el mismo sentido. Consideré que pudiera ser positivo, aunque fuese a través de un hecho tan luctuoso, el relacionar algo que se conoce y se recuerda con el off-shore y pudiera servir de mecanismo de enganche al tema, que es lo que se pretende.

He buscado la utilización de la nomenclatura técnica precisa sin profundizar en terminología rebuscada considerando que palabras muy específicas podrían por desconocidas , entorpecer más que clarificar , pero procurando mantener un mínimo de rigor acorde con un texto técnico de un cierto nivel .

En definitiva, dar luz a una materia muy desconocida por medio de una descripción lo más amena posible dentro de unos niveles mínimos y utilizando fuentes especializadas , ha sido la metodología empleada .

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2-Desarrollo

4.2.1- ¿Qué es off-shore?.

El término Off-shore es un vocablo inglés que significa " fuera o más allá de la costa". En la jerga económica se utiliza este término para hacer referencia a operaciones de naturaleza financiera que se realizan al margen, o que caen fuera de un marco normativo de carácter general, sin que ello suponga que estas operaciones sean necesariamente ilegales.

Obviamente, en lo que nos ocupa aquí, será la primera acepción la que nos interese. Pero aunque " ad literam " signifique más allá de la costa, para los profesionales en el ámbito marino y energético, off-shore se identifica de forma general con el trabajo y operaciones necesarias para la explotación de los recursos petrolíferos y energéticos en el mar.

4.2.1.2- Breve historia de la explotación de recursos petrolíferos y gasísticos en el mar

La explotación de los recursos petrolíferos y gasísticos es el contexto en el que se ha desarrollado la tecnología que se intenta describir en esta monografía, por tanto , en una evolución cronológica del off-shore , perfectamente podría ser el punto de partida el mismo de los intentos por parte del ser humano de explotar estos recursos en tierra firme .

Dejando aparte el simbolismo de los primeros diseños de Leonardo da Vinci sobre máquinas para perforar pozos en el siglo XVI, será desde mediados del S.XIX hasta la actualidad, cuando tenga lugar la carrera evolutiva de la tecnología asociada a la explotación del petróleo que cuando se extienda al ámbito marino, se transformará en Off-shore. Será en este punto en que la plataforma ya no puede estar conectada físicamente con la costa, cuando empiezan a requerirse barcos de apoyo especializados, marcando el nacimiento de los primeros buques off-shore.

Un esquema cronológico[1] de todo este proceso podría ser:

1500 – Leonardo da Vinci esboza los diseños de primitivas máquinas perforadoras.

1844 – Robert Beart (Inglaterra) patenta la primera perforadora rotativa para pozos

1859 – Entra en funcionamiento el primer pozo petrolífero en Pensilvania (EEUU) perforado por Edwin Drake (se conocerá como el " pozo Drake ")[2] , a quien se le atribuye el haber descubierto el petróleo . El petróleo se conocía con anterioridad a

este hecho, pero esta será la primera vez que se obtenga en cantidades suficientes como para ser útil .

1897 – Se perfora el primer pozo petrolífero desde la costa (Summerland,California).

1911 – Se construyen las primeras plataformas petrolíferas (Cadoo Lake , Louisianna , EEUU) , como forma de extracción controlada y continuada de petróleo .

1924 – Se construye la primera plataforma petrolífera en el Lago Maracaibo (Venezuela) .

1925 – comienza la producción petrolífera desde una isla artificial en Ilych Bay (Mar Caspio) .

1937 – Comienza a producir el primer pozo Off-shore en el Golfo de México, considerado así por estar en el mar sin dependencia física con tierra a pesar de estar muy próximo a la costa .

1947 – Se construye la primera plataforma de petróleo a más de 9 millas de la costa en el golfo de México .

Fig (1) Kermag Rig , primera plataforma off- shore a más de 9 millas , Golfo de México.

1952 – Se bota la primera gabarra para tendido de tubería en el mar .

1954 – se construye la primera unidad de perforación autoelevada .

1954 – Se finaliza el primer tendido de tubería off-shore que comunica una plataforma con una terminal de tierra en el Golfo de México .

1955 – Se construye la primera plataforma en el mar que perfora a 100 feets (30,5mtr) de profundidad .

1962 – Se construye la primera plataforma en el mar que perfora a 200 feets (61 mtrs.) de profundidad .

1965 – Se construye la primera plataforma petrolífera en el Mar del Norte.

1967 – Se alcanzan los 600 feets (180 mtrs.) de profundidad en trabajos de buceo .

1979 – Se construye la primera plataforma petrolífera en el mar que perfora a más de 1000 feets (> 300 mtrs.) de profundidad .

1981 – Se perfora el primer pozo off-shore en horizontal.

1984 – La producción off-shore alcanza el 26 % de la producción mundial total de petróleo .

1988 – Se construye la primera plataforma petrolífera que perfora a más de 1350 feets (> 400 mtrs.) de profundidad .

1989 – Se retira por completo y por primera vez una plataforma petrolífera en el Golfo de México una vez agotada la producción del pozo .

1991 – En Brasil se alcanzan 2360 feets (720 mtrs.) de profundidad en el mar en la perforación de pozos .

1993 – Petrobras realiza la instalación de la infraestructura submarina para el transporte de petróleo a mayor profundidad hasta el momento, alcanzando los 6000 feets (1830 mtrs.) .

2000 – Off-shore Brasil alcanza la producción petrolífera y gasística a 6150 feets (1875 mtrs.) de profundidad .

2001 – Plataformas flotantes perforan a 9687 feets (> 2950 mtrs.) de profundidad .

2004 – En el Golfo de México comienza la producción petrolífera continuada a 7600 feets (> 2300 mtrs.) de profundidad .

Ya en la actualidad se ha llegado a trabajos a 3000 mtrs. de profundidad con bastante solvencia. La irrupción del aprovechamiento energético del viento en el mar y de otras fuentes de energía como son la fuerza de las olas y de las mareas, marcan la tendencia en cuanto a evolución de la tecnología y de la técnica asociada al off-shore en el espacio marítimo europeo ante la ausencia de yacimientos petrolíferos.

Otra fecha clave en el caminar del off-shore será la catástrofe de la plataforma Deep Water Horizon en el Golfo de México en 2010, pues desde entonces, el intento de prevenir accidentes similares marcará la pauta en la forma de entender el trabajo off-shore en todo el mundo, y tendrá su refrendo en la aparición de una abundantísima regulación al respecto, que cambiará por completo el concepto de trabajo off-shore, tal y como se entendía hasta entonces.

4.2.1.3- Off-shore: estructura del sector

Durante el periodo 1990 – 2008 la producción de petróleo y gas aumentó anualmente de media alrededor de 1,26 % y 2,5 % respectivamente hasta alcanzar en 2008 los 82 MMBPD de petróleo y 3065 BCM de gas[3].

Este constante aumento para suplir las necesidades energéticas mundiales, ha sido un gran reto para la industria petrolera global, que se ve ante la necesidad de mejorar los procesos productivos, buscar nuevas tecnologías y expandir las fronteras de producción , encaminándose a nuevos y cada vez más grandes proyectos .

Parte de estos proyectos están ubicados en áreas marítimas , representando la ex – plotación de hidrocarburos en el mar alrededor del 60 % de la producción mundial , lo que se traduce en que la evolución continua que requiere el sector petrolífero , se contagie al ámbito de la tecnología naval que le da servicio .

Historicamente las principales regiones off-shore han sido el Golfo de México, el Mar del Norte y el sur del Mar de China. Sin embargo, en los últimos años han venido apareciendo otras nuevas, que han permitido la entrada y consolidación de nuevas áreas en el mercado mundial de hidrocarburos, como Brasil o el Golfo de Guinea.

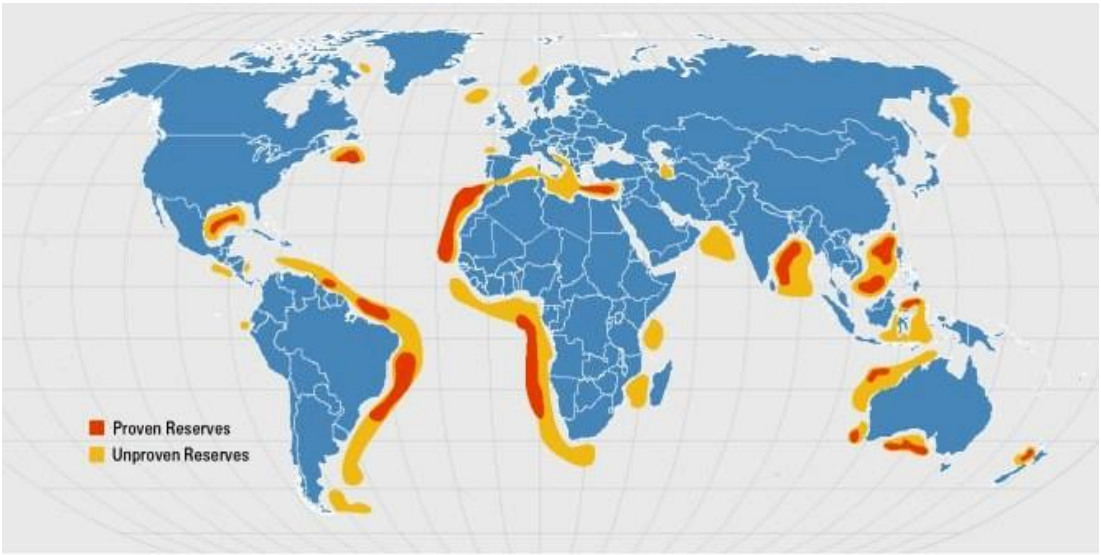


Fig.(2) Se puede apreciar en el mapa las principales áreas de explotación off-shore, de color naranja . En amarillo vemos las áreas en las que se presupone la existencia de yacimientos.

La explotación de hidrocarburos marinos y el desarrollo de estos grandes proyectos están en manos de las grandes compañías operadoras del sector petrolero. Son las únicas con los medios técnicos y la capacidad logística adecuada para llevar estos trabajos a buen término. (obviando factores de componente estratégico y de control económico)

La producción mundial off-shore en aguas profundas (alta mar), está liderado por las compañías enumeradas a continuación, con unos porcentajes de participación aproximada de :

Petrobrás . (22%)
ExxonMobil. (14%)
Royal Dutch Shell. (14%)
Statoil. (14 %)
BP. (9%)
Total. (8%)
Chevron. (6 %)
Anadarko. (5%)
Otros (8%)

4.2.1.4- Tipos de barcos off-shore

Obviamente enfoco este Trabajo Fin de Master desde la óptica de un maquinista naval, por ello me acercaré al off-shore desde esta perspectiva de entre las muchas que podríamos escoger. Por ello comienzo con una breve introducción de lo que es un barco que trabaja en este ámbito y cuáles son los distintos tipos que podemos encontrar.

La explotación de los recursos petroleros y energéticos en el mar impulsa la evolución naval necesaria, dando lugar a la aparición de buques especializados para cada uno de los diversos trabajos en este campo. El grado de especialización de los barcos off-shore ha ido aumentando de la mano del desarrollo de estos trabajos en un proceso de gran dinamismo. Aumentan los retos continuamente y esto obliga a la aparición de nuevas tecnologías para hacerles frente.

Existen una serie de características de diseño que ya se han convertido en propias de los barcos off-shore, y la combinación de varias de estas particularidades será lo que determine los distintos tipos de barco off-shore o el tipo de trabajo para el que está destinado .

Entre estas características tenemos:

- Gran capacidad de maniobra (con sistemas de propulsión direccional extras además de la propulsión ordinaria).
- Visión panorámica en el puente de mando.
- Helipuertos.
- Sistemas de lucha contraincendios muy completos que incluyen sistemas para lucha contra incendios externos al propio buque.
- Tanques para almacenamiento de diversos productos.
- Sistemas de posicionamiento dinámico.
- Equipos ROV (Remotely Operated Vehicle , submarinos , robots …)
- Cubiertas corridas para transporte de carga o material de trabajo, etc .

No todos los buques off-shore poseen la totalidad de estas características (aunque podría ser), pero cada tipo de buque poseerá la combinación necesaria de estas (y puede que otras más), para estar capacitado y llevar a buen término el trabajo o trabajos para los que esté pensado.

Existen diversas clasificaciones de este tipo de buques, y aparecen nuevos día a día. Una representación esquemática de las diferentes clases que hay actualmente podría ser:

(la nomenclatura de los distintos tipos la mantendremos por sus siglas o nombre en inglés por ser la original y la utilizada en el sector)

Off-shore Supply (OSV) , Platform Supply Vessel (PSV)

Transporta y almacena los materiales, equipos y/o personal, hacia, desde y entre las instalaciones en alta mar.

Fig. (3) OSV

Off-shore construction vessel (OCV) , Anchor handling & Towing vessel (AH&T) .

Buques de construcción en el mar, trabajo con anclas y/o cadenas

Fig.(4) OCV

FPSO (Floating Production Storage and Offloading)

Unidades flotantes de producción, almacenamiento y descarga. Reciben, tratan y almacenan a bordo petróleo y gas procedentes de un depósito de almacenamiento (reservoir) al que están conectados.

Fig.(5) FPSO

FSO (Floating Storage and Offloading)

Unidades de almacenamiento y descarga. Mismas funciones que FPSO pero sin posibilidad de tratamiento a bordo. Suelen estar conectadas directamente a un pozo de producción.

Fig.(6) FSO

CLV (Cable Laying Vessel)

Cableros. Barcos especializados en la colocación, tendido y reparación de cables de comunicación submarinos o de energía eléctrica.

Fig.(7) CLV

PLV (Pipe Laying Vessel)

Tuberos. Barcos especializados en la colocación y tendido de tubería submarina

Fig. (8) PLV

Heavy–lift Vessel

Barcos con capacidad de izado y/o transporte de piezas de gran peso

Fig.(9) Heavy-lift vessel

Sismic Vessel

Barcos para prospecciones del fondo marino en busca de yacimientos petrolíferos y/o gasísticos.

Fig.(10) Sismic Vessel

Existen infinidad de tipos más, como combinación entre estos tipos principales y de otras clases de buques auxiliares o de apoyo, pero este esquema nos da una idea general de los barcos que hay en base a la función para la que están diseñados.

4.2.1.5- Principales desarrollos técnicos de barcos Off-shore

En esencia un barco off-shore es igual a otro barco cualquiera, pero hay ciertas particularidades de las que se han ido dotando y que han ido desarrollando a lo largo del tiempo para facilitar el trabajo, hacerlo más efectivo o para abrir caminos nuevos en la tarea de explotar los recursos energéticos del fondo marino.

Ya hemos definido barco off-shore como aquel que realiza trabajos off-shore, así que en principio ninguna característica es exclusiva siempre y cuando el barco sea capaz de realizar el trabajo. Quiero decir que no hay un mínimo de particularidades que por sí mismas definan a un barco de este tipo a priori. Pero si es verdad que por las situaciones en que se tienen que desenvolver estos buques, algunas de sus particularidades se han generalizado logrando hacerse propias o casi, hasta el punto de que el término buque off-shore, esté ligado a su capacidad para llevar a cabo algún cometido concreto o a un determinado desarrollo tecnológico o a una novedad estructural dentro del ámbito de la construcción naval.

Particularidades que no son exclusivas del off-shore, pero que si le son características y hacen que distingamos a los buques propios de este sector, de los barcos mercantes ordinarios.

El estudio de algunas de estas propiedades o particularidades será el objeto de estudio de este trabajo, con la intención de darlo a conocer, explicar el por qué y tratar de que se comprenda un poco mejor algunas de las características que hacen especial este campo dentro del sector naval.

Reduciré mi estudio a cuatro de estas señas de identidad de este sector:

Posicionamiento dinámico: quizás lo más generalista; no es exclusivo de buques off-shore el DP, pero sí que todos los buques off-shore poseen capacidad de DP en mayor o menor grado.
Barcos autoelevados; una desarrollada a partir de un sistema similar en plataformas petrolíferas instaladas en poca profundidad, de aplicación principal en barcos que trabajan en el campo de los generadores off-shore y de energías renovables marinas.
Proa X-Box; una de las novedades más llamativas y que más impacto visual produce.
Propulsión para off-shore; con los desarrollos acimutal y azipod.

4.2.1.6- Tipos de trabajo Off-shore.

Al referirnos a los tipos de barco que podemos encontrar en off-shore, podría ser válido el aforismo de Lamark "la función crea el órgano", ya que su creación y la tipificación especializada, ha respondido casi siempre a la necesidad de resolver los retos y problemas que han ido surgiendo en la explotación de recursos energéticos marinos.

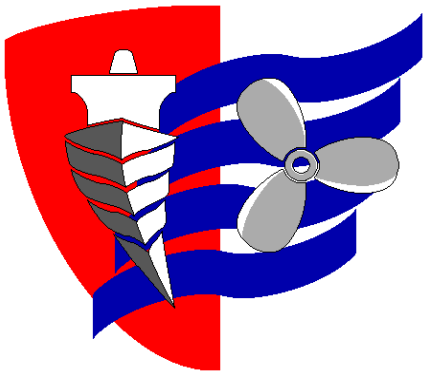
Desde aquellas lejanas plataformas de la década de los cuarenta del siglo XX donde podemos encontrar barcos encargados del transporte de suministros materiales y víveres hasta los diseños futuristas de los buques más novedosos de la actualidad, hay un espectro enorme de tecnologías de distinto signo, adaptadas a los más diversos trabajos.

Paso a enumerar los más frecuentes:

Suministro; realizado por " supplys " que llevan materiales, víveres, etc, a plataformas y otros buques.
Construcción; realizado por buques cuya mayor seña de identidad es la tenencia de grúas con gran capacidad de izado, que son capaces de llevar a cabo trabajos de construcción y desmantelamiento de infraestructuras en el mar.
Anchor-Handling; traslado, colocación y fijación de anclas y cadenas en plataformas y otros barcos (perforadores, fpso, etc).
Tendido de cable o tubería
Operaciones de perforación, almacenamiento y procesamiento petrolífero; aquí podemos encontrar barcos con capacidad de hacer las tres cosas, dos o una sola. Significa un avance importantísimo por la ventaja que puede supo ner evitar en alguna medida el traslado del crudo, ahorro de tendidos de tubería y otras infraestructuras desde el punto de extracción a tierra, etc.
Operaciones con ROV (Remote Operated Vehicle) y/o Buceadores ; trabajos de diversa índole como pueden ser trabajos de control e inspección o trabajos de gran precisión en la construcción de infraestructuras submarinas.
Para el trabajo con buzos a grandes profundidades, se dispondrá de campanas hiperbáricas que los mantengan a la misma presión que a la profundidad de trabajo y se les traslada a ella mediante una campana, también presurizada obviamente, con la necesaria infraestructura a bordo para todo esto.
El caso de los ROV´s, merece una monografía exclusiva. Se trata de auténticos compendios de la más alta y precisa tecnología, dotados de todo tipo de artilugios para la manipulación de objetos, propulsión propia y controlados desde las futuristas salas de control a bordo del buque, al que permanecen unidos en todo momento mediante un umbilical.
Otros; desde hoteles para tripulaciones de plataformas, operaciones de dragado o, por ejemplo, la más reciente especialización en la construcción de parques eólicos que es objeto de un capítulo aparte de este trabajo.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.2- Posicionamiento dinámico

4.2.2.1- Posicionamiento Dinámico (Conceptos básicos) y clases DP.

El posicionamiento dinámico (DP) puede definirse a grandes rasgos como un sistema que poseen ciertos barcos que les garantiza la capacidad de mantener una posición o rumbo determinados bajo cualquier circunstancia o situación. Se trata de un sistema generalizado en el mundo off-shore, aunque puede encontrarse en otro tipo de barcos, pero es en el off-shore donde su utilización necesaria y permanente lo han llevado al máximo desarrollo , sin obviar que está en continua evolución .

Este sistema consta básicamente de un ordenador central que recibe la información de un gran número de sensores de diferente índole y procesa la información recibida para, actuando sobre el sistema de propulsión del buque, mantener una posición o rumbo predeterminados de forma fija.

Aunque he definido de forma gruesa lo que es el sistema, digamos físico, de DP y está claro que es un sistema , existe un segundo concepto ligado al anteriormente expuesto, de DP como clase .

La clase DP viene definida en el diseño original del buque o en el proyecto de transformación de un buque que no posee DP en uno que si lo posea, en base a las especificaciones técnicas de que se dote, y que le permitirán realizar distintos tipos de trabajos , en los cuales la pérdida de posición llevará asociado un riesgo determinado . Y así tenemos en origen tres clases distintas:

Clase 1; donde la pérdida de posición durante la operatividad del buque podría causar poluciones y daños económicos de orden menor, pero excluyendo daños físicos en las personas.
Clase 2; donde la pérdida de posición del buque en operaciones podría causar poluciones y daños económicos serios, además de poder causar accidentes que involucren a personas, pero exceptuando accidentes de índole fatal.
Clase 3; donde la pérdida de posición del buque puede ocasionar consecuencias medioambientales y pérdidas económicas muy grave, además de accidentes con riesgo de muerte para las personas.

Esta distinción de clase es en la actualidad la aceptada y refrendada por la IMO. Anteriormente a este refrendo por parte de IMO, existía una Clase 0 , que agrupaba a las operaciones sin riesgo apreciable , pero que ha sido desechada , quedando unicamente los tres casos descritos .

Esta definición de riesgos no están claramente cuantificados excepto por la distinción de fatalidad, donde el concepto de clase como agrupación de riesgos posibles, adquiere su mayor relevancia.

IMO también introduce otra definición de clase de DP como clase de equipamiento invirtiendo el sentido anterior del concepto en base a que los buques off-shore se equipan de acuerdo a la clase de DP con que se desea clasificarlos y que permitirá hacerlos operativos para trabajos determinados en base a la clase de DP que requieran.

La valoración del nivel de riesgo de las distintas operaciones y que determinará la clase DP correspondiente que se va a requerir, se adopta de forma consensuada por las partes involucradas en los trabajos a realizar : armador , operador o cliente y autoridades nacionales del país donde se vaya a trabajar .

La mayor diferencia entre Clase 1 y Clase 2 es que en Clase 1 se contempla que el buque pueda fallar completamente, perdiendo posición, rumbo o ambas, sin ningún tipo de consecuencia negativa para la operatividad en el trabajo.

En Clase 2 se espera que un fallo que se pueda producir en el buque permita no afecte a posición y rumbo, por lo menos el tiempo necesario para poder mantener el gobierno del barco hasta una situación de operación completamente segura .

Para la Clase 3 se adoptan todos los requerimientos de la Clase 2 pero se hace hincapié en mantener la total seguridad del buque incluso ante la posibilidad de fallos derivados de incendios o vías de agua. De esta particularidad se deriva el requerimiento de separación física entre equipamientos esenciales (que están duplicados, en terminología propia DP , son redundantes) que es exclusivo de la Clase 3 de DP .

Aunque IMO adopta esta nomenclatura de Clase, cada sociedad clasificadora , que a la postre es quien determina la clase de DP de los buques de forma fehaciente , adopta su propia nomenclatura , aunque coloquialmente a bordo de los buques se sigue utilizando la terminología DP1, DP2 y DP3.

I.M.O class	DP1	DP2	DP3
DNV	AUT	AUTR	AUTRO
Lloyd´s R.	DP (AM)	DP(AA)	DP(AAA)
American B.	DPS-1	DPS-2	DPS-3

Fig.(11) Nomenclatura de clase DP según Sociedad Clasificadora .

4.2.2.2- El concepto "Redundancia".

Coloquialmente la palabra redundancia hace referencia a un subrayado o intensificación de algo para hacerlo notorio; también podemos identificarlo con exceso por repetitivo.

En Posicionamiento dinámico se trata de un concepto clave con un significado particular , que nos refiere al hecho de que los buques con DP (concretamente para la Clase 3) están equipados de un modo especial (redundante) que les hace capaces de que ante cualquier fallo (el que sea) mantener un mínimo de equipamiento y funciones que les mantenga totalmente operativos.

El típico barco DP redundante poseerá al menos dos sistemas idénticos de propulsión ,generación y distribución eléctrica y " thrusters " con los correspondientes sistemas de control, totalmente independientes y separados físicamente.

Todo esto se puede resumir en no menos de dos salas de máquinas aisladas con mamparos contraincendios y estanqueizadas , que se comunicarán por puertas también estáncas ("watertight doors ") , que deberán poseer sistemas de accionamiento local y remoto . Estas condiciones se aplicarán también a los locales de las "thrusters".

4.2.2.3- Back up system.

Todo el sistema de DP está controlado finalmente por ordenadores. En DP2 tendremos dos ordenadores que en paralelo reciben la información de los múltiples sensores del sistema. Ambos ordenadores realizan los cálculos necesarios para actuar sobre el sistema de propulsión del buque y mantener la posición y rumbo establecidos por el operador de DP (oficial DPO) , aunque solo uno de ellos actúa realmente, mientras el otro se mantiene en stand-by o back-up , listo para entrar en función si fallase el que está on-line operando sobre el sistema .

El back-up no es más ni menos que la aplicación física del concepto de redundancia al sistema de control de DP.

4.2.2.4- Puente de emergencia.

Para el caso de barcos DP3, al concepto de redundancia debemos aplicar el requerímiento de separación física entre sistema redundantes, y aquí es donde aparece otra de las particularidades propias de buques off-shore, como es el denominado "puente de emergencia".

Los sistemas ordinarios de control de DP están situados en el puente de mando del barco. Para cumplir la condición de Clase, el barco poseerá una estancia separada físicamente (y aislada con mamparos y puertas contraincendios) del puente de mando principal , y que se denomina " puente de emergencia " , donde habrá otro sistema de control de DP , igual al principal.

4.2.2.5- Redundancia y FMEA.

FMEA (siglas en inglés de modo fallo y análisis de efectos) , es un concepto particular de la Clasificadora DNV. Las distintas sociedades de clasificación tienen su propia nomenclatura para esto, pero explicaré FMEA por ser el más extendido en el off-shore europeo.

FMEA es un ejercicio de simulacro regulado mediante el cual se comprueba la respuesta de los sistemas redundantes del barco. De manera estructurada se hacen fallar los distintos sistemas redundantes para comprobar que los sistemas en stand-by mantienen el barco operativo en todo tipo de circunstancias.

Estos Test pueden ser requeridos por distintos organismos o entes, y dependiendo de quién solicite su realización, puede tener pequeñas variaciones, pero ajustándose siempre a unos parámetros básicos establecidos por DNV en nuestro caso y aceptado por IMO .

Así podemos tener FMEA´s realizados por la clasificadora (DNV), por al armador , por el cliente para el que se vaya a trabajar , por la autoridad del país donde trabaje el buque, por el país del pabellón del barco, etc .

Pero siempre se tratará del modo de certificar la clase de DP (mínima) que posea el buque, y no superarlo supone la pérdida de la clase hasta la reparación de la deficiencia o deficiencias y la realización de nuevas pruebas.

4.2.3- Descripción del Sistema DP. OCV BOA Deep C.

Boa Deep C

Fig.(12) Boa Deep C es un OCV (Off-shore Construction Vessel) construido en Factorias Vulcano S.A. , Vigo España en 2004 .

4.2.3.1- Características Principales .

Length (Loa):	119.3 m.
Length (Lpp):	102.0 m.
Breadth(mld):	27.0 m.
Depth main Deck	9.0 m.
Design Draught	8.8 m.
Max. Draught	11.6 m.
Call Sign	9HA2621
IMO No.:	9265342
Nationality/ Flag:	Malta
ERN Number	97.97.91
Deck space	1885m2
Diesel Engines:	Caterpillar 3616TA - 5060kW @ 900prm
Shaft Generator	2 x Siemens DIG 5335kVA-4800kW-6,6kV
Aux Engines	2 x Caterpillar 3608 2420kW @ 900rpm
Generator	2x Siemens FJ4-713-8, 2690kVA, 2480kW
Aux Engine	2 x Caterpillar 3606 – 1820kW @ 900 rpm
Generator	2x Siemens FJ4 711-8 – 2025kVA – 1820kW
Emergency Engine	1 x Caterpillar 3606TA - 183kW @ 1800rpm
Emergency Generator	1 x Caterpillar SR4-445 @ 190kW
Harbour Engine	1 x Caterpiller 3508 TA-B 968kW @ 1800rpm
Harbour Generator	1 x Siemens FC2 454-4 1140kVA, 910kW
Azimuth Thruster fwd.	1 x Brunvoll AR-80-LNC-2100 @ 1200kW
Bow Tunnel Thrusters	2 x Brunvoll FU-80-LTC-2250 @ 1425kW
Stern Tunnel Thruster	1 x Brunvoll FU-80-LTC-2250 @ 1425kW
Steering gears	2 x Rolls-Royse/Ten fjord SR 723-2PU50
Electrical propulsion boost motor	2 x Siemens 1RB2 Asynchronous motor @ 3000kW, 690V
DP Control System	Kongsberg Maritime SDP-21

Fig.(13) Características OCV Boa Deep C , Boa Deep C Ship Board Manual.

Ya definido anteriormente el sistema de DP integrado un ordenador central que actúa de forma autónoma sobre la propulsión y el sistema de generación eléctrica del buque para mantener fija una posición, un rumbo o ambas.

El barco está equipado con un sistema generador diésel-eléctrico que consiste en cuatro generadores auxiliares y dos generadores principales, tres en cada sala de máquinas y conectados a la respectiva línea de 6600 Voltios.

El generador de emergencia, con el respectivo cuadro eléctrico, está instalado en el local correspondiente en la cubierta principal del buque.

La propulsión ordinaria del buque, consta de dos hélices principales incluyendo sus respectivos servos. A proa del barco tenemos dos " tunnel thrusters " y una " azimuth thruster " y a popa dos " stern thruster ". Las siete hélices pueden serán alimentadas desde la línea de 6600 Voltios.

OCV Boa Deep C está equipado con un sistema de control de la planta generadora que se conocerá como " Power Management System " (PMS) que lo primero de todo, se encargará de monitorizar todo el sistema y dotado de la alarmas necesarias, control de los " breakers " o interruptores de conexión de los elementos a la línea (incluyendo los " bustie breakers " , o interruptores de conexión/desconexión entre la línea de 6600 Voltios entre ambas bandas del barco), y control del stand-by de los generadores .

Es decir, tendrá PMS capacidad de arrancar / parar generadores de forma autónoma en función de las demandas de mayor o menor necesidad de consumo eléctrico por parte de la propulsión.

El Sistema de control de DP en OCV Boa Deep C está alimentado por tres unidades de baterías y posee:

Tres tipos distintos de sensores DP a su vez triplicados:

- Tres VRS´s (Vertical Reference System).
- Tres giros.
- Tres sensors de viento.

Un Sistema de referencia de DP consistente en:

- Un DGPS (Differential Global Positioning System)
- Un Seapath
- Un Fanbeam
- Una HiPap (High Precision Acoustic Positioning)

El control efectivo se lleva a cabo de un sistema manual de control principal, y continuando con el concepto de redundancia, existe un sistema de control independiente del sistema ordinario a través de un Joystick que recibe señal de una giro y un sensor de viento propios.

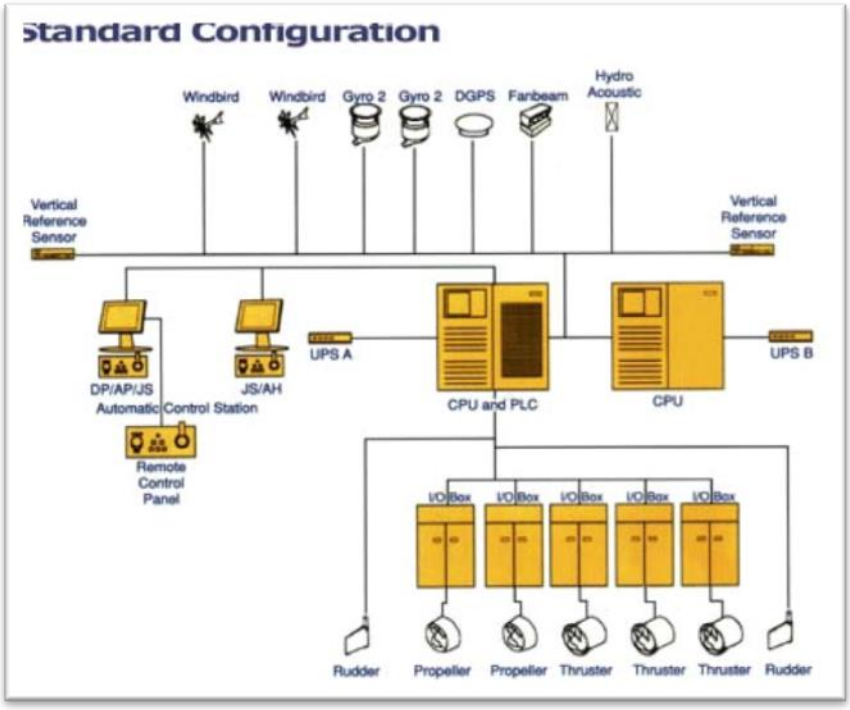


Fig.(14) Imagen con la disposición de un sistema de posicionamiento dinámico general que nos sirve de esquema de elementos y funcionamiento.

Sensores que recogen información acerca de posición y rumbo, CPU´s que reciben y analizan esta información y en aras de mantener el rumbo y posición indicada por el operador de DP u oficial DPO, interactúan con los sistemas de propulsión y gobierno del barco.

4.2.3.2- Sistema de distribución eléctrica en OCV Boa Deep C.

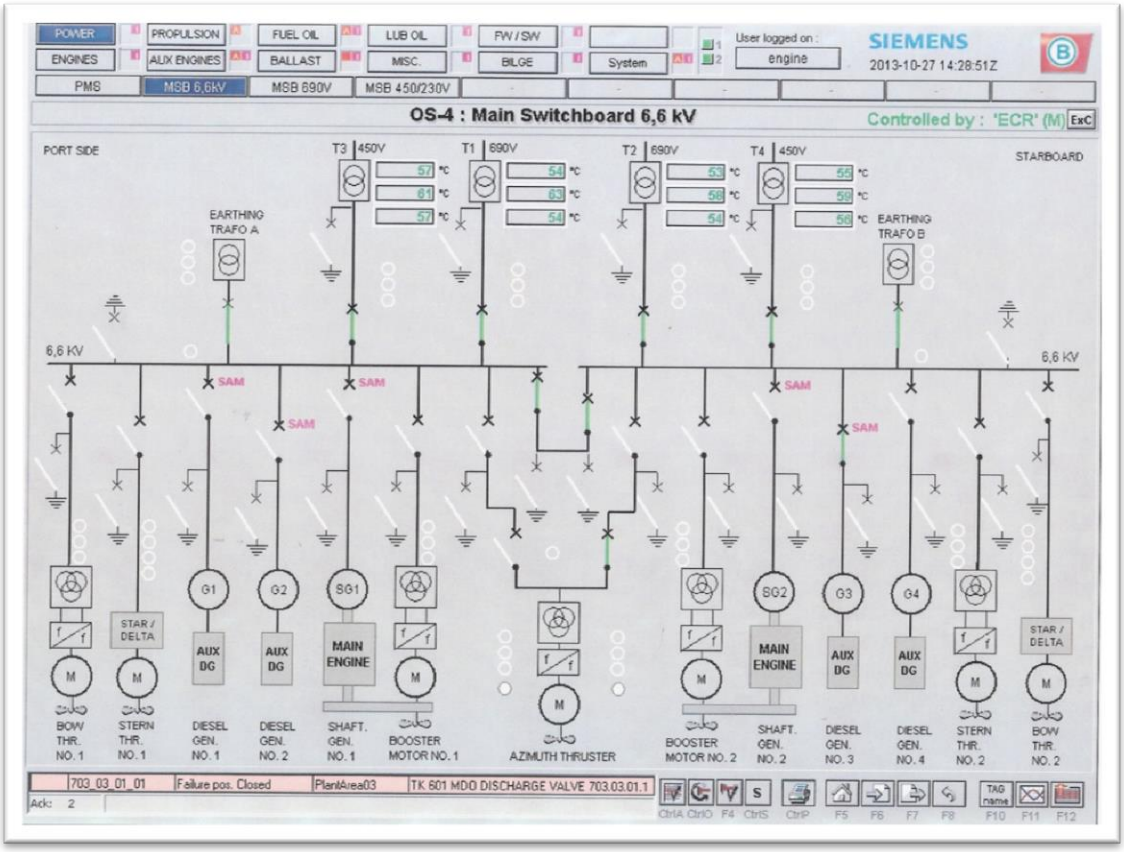


Fig.(15) Disposición Sistema de Distribución Eléctrica

Los cuadros eléctricos de 6600 Voltios, 690 Voltios, 440 Voltios y 230 Voltios son de Siemens.

La línea Principal (busbar) de 6600 Voltios puede ser conectado/desconectado a través de dos bustie breakers.

La planta eléctrica de OCV Boa Deep C consiste de dos sistemas separados e independientes, uno en cada sala de máquinas. Cada uno de los sistemas consta de una línea de 6600 Voltios alimentado por un generador principal y dos auxiliares.

Cada una de estas líneas alimenta una línea de 690 V y otra de 450 V a través de los correspondientes transformadores.

En la línea de 6600 V. el suministro eléctrico está configurado como:

Generador	Potencia
Aux. Generador nº1	2480 kW
Aux. Generador nº2	1820 kW
Aux. Generador nº3	2480 kW
Aux. Generador nº4	1820 kW
Generador Principal nº 1	4800 kW
Generador Principal nº 2	4800 kW
TOTAL	18200 kW

Fig.(16) Cuadro de potencias generadas OCV Boa Deep C

En la línea de 6600 V. los consumos son los siguientes:

Equipo	Cosumo
Bow Thruster nº1	1500 kW
Bow Thruster nº2	1500 kW
Stern Thruster nº3	1500 kW
Stern Thruster nº4	1500 kW
Azimuth Thruster	1200 kW
Booster Motor nº1	3000 kW
Booster Motor nº2	3000 kW
TOTAL	13700 kW

Fig.(17) Cuadro de consumos OCV Boa Deep C

De la línea de 6600 Voltios se deriva la línea de 690 Voltios. Cuenta OCV Boa Deep C con dos cuadros separados e independientes que alimentarán las grúas, equipos y maquinaria hidráulica de cubierta que posee el buque para el desarrollo del trabajo off-shore.

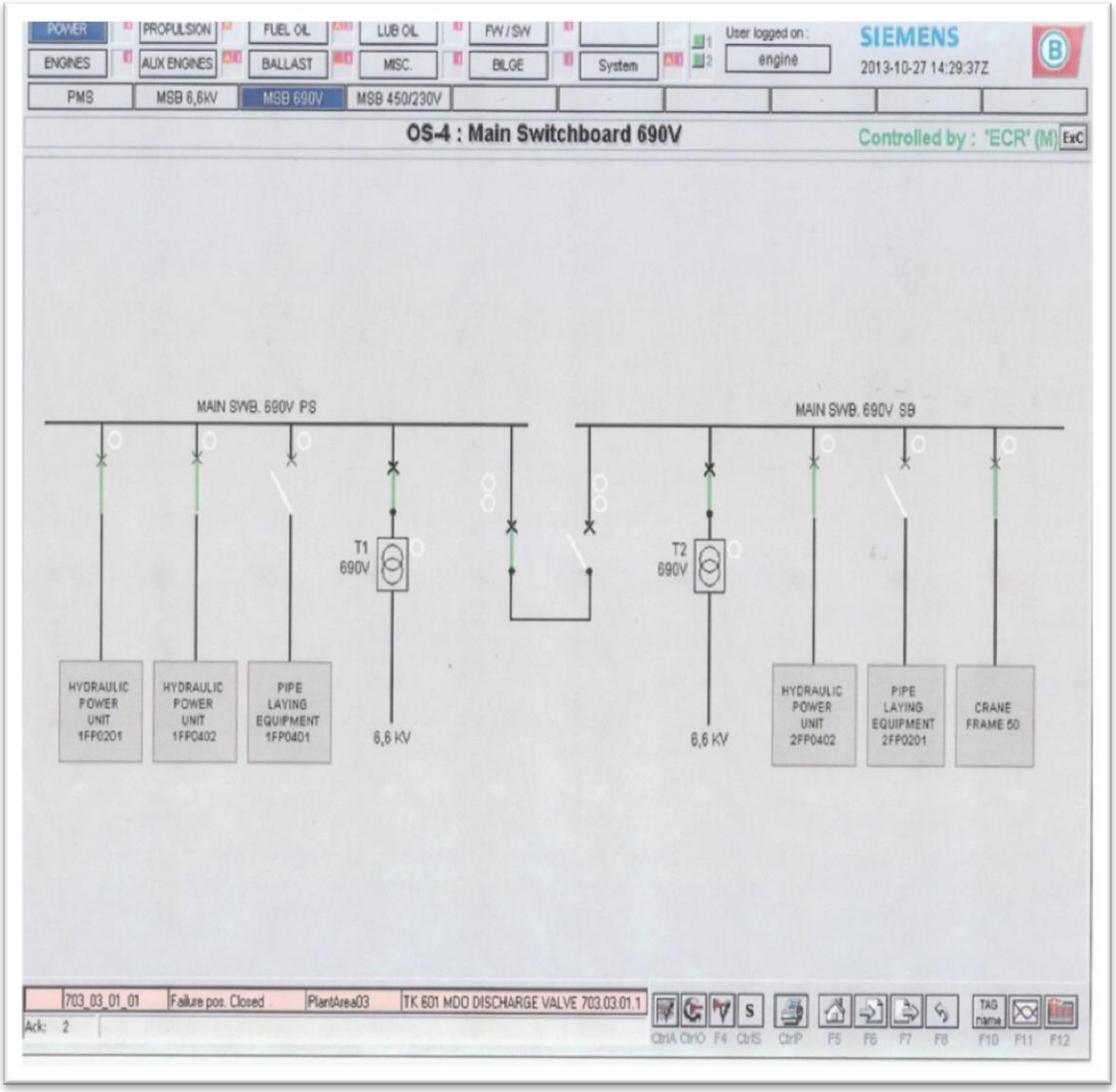


Fig.(18) Línea de 690 V.

También de la línea de 6600 Voltios, a través de los correspondientes transformadores se deriva la línea de 450 Voltios, y de esta la de 230 Voltios. La línea de 450 Voltios alimenta parte de los componentes particulares del DP (por ejemplo las puertas estancas de separación y aislamiento entre locales). Cuando el barco está en puerto, un generador de puerto se encarga de suministrar corriente a esta línea.

Así mismo, el generador de emergencia está conectado a este sistema de 450 Voltios.

La línea de 230 Voltios se encarga principalmente de alimentar el sistema de alumbrado del buque.

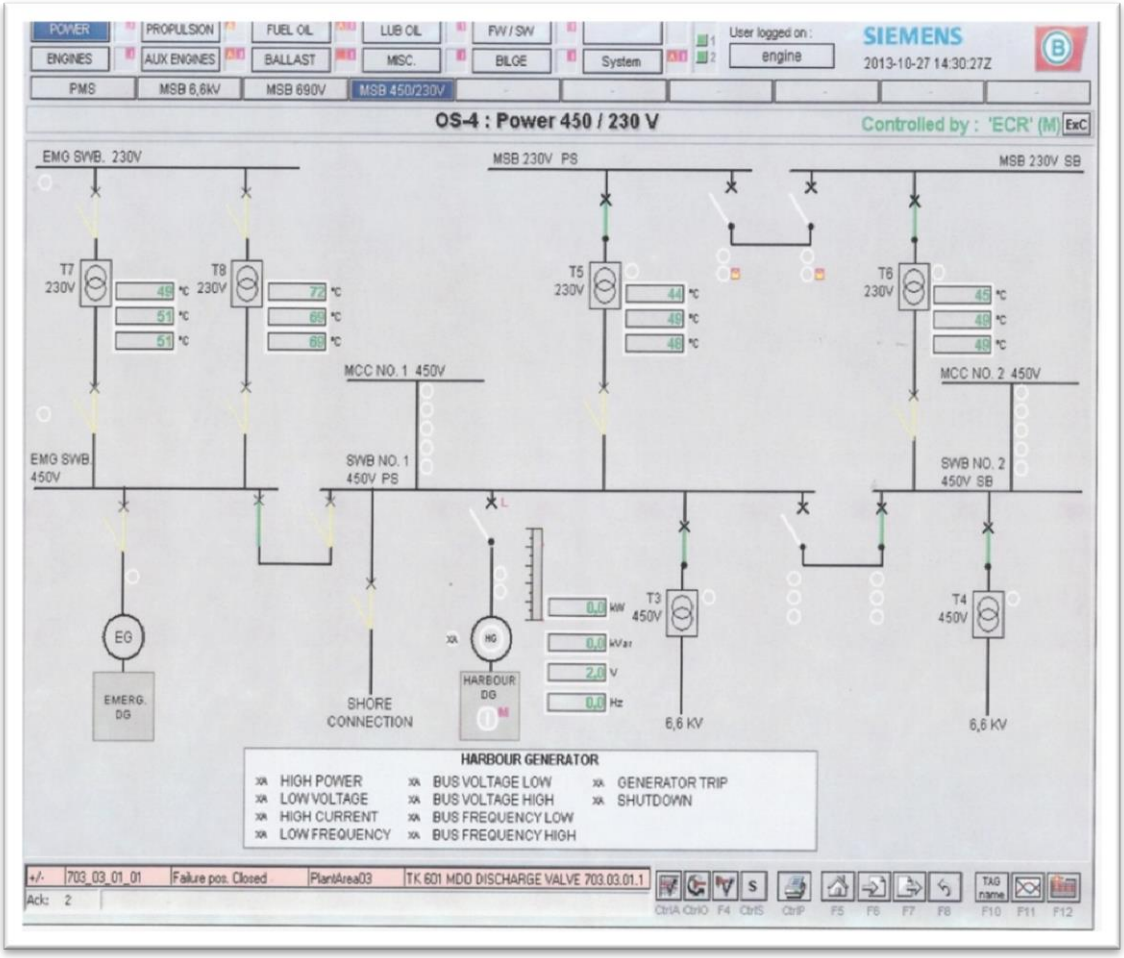


Fig.(19) Línea de 450/230 Voltios.

4.2.3.3- Propulsión.

La propulsión ordinaria en OCV Boa Deep C está conformada por dos sistemas propulsores idénticos. Cada uno de ellos consta de un motor diésel principal y un generador de propulsión, los cuales de manera individual o combinada pueden accionar una reductora, que conectada al eje de cola correspondiente, moverá la hélice de paso variable.

La configuración de la propulsión tiene tres modos posibles:

Modo eléctrico : solo el generador acciona la hélice
Modo diésel : solo el motor diésel acciona la hélice
Modo Boost : el motor diésel y el generador accionan la hélice en paralelo.

En situación de Posicionamiento dinámico el modo usado es el modo eléctrico. El modo diésel se utiliza en navegación, y la combinación de ambos, el modos boost se utiliza en situaciones especiales donde se requiere puntas de potencia límite (por ejemplo, para esfuerzos de tracción puntuales , como en algunos remolques). El consumo de combustible se dispara de tal forma, que la utilización del modo "boost" se restringe a situaciones, como señalo, muy puntuales y extraordinarias.

4.2.3.4- Thrusters.

Además de las dos hélices utilizadas por la propulsión ordinaria, OCV Boa Deep C posee un sistema de propulsión que podríamos decir, le confieren la capacidad propulsora necesaria para la especial caracterización de este tipo de naves .Cuatro hélices instaladas en sendos túneles , dos a proa y dos a popa , además de una hélice retráctil acimutal dispuesta a popa de las dos de proa,(conocidas las cinco por su denominación en inglés, "thruster") completarán la propulsión del barco cuando trabaje bajo la condición de posicionamiento dinámico. Las cinco thrusters (marca Brumvoll) alimentadas eléctricamente son de velocidad y paso variable, la velocidad transmitida a través de un motor eléctrico y un servomotor controla el paso de pala y lubrica las partes móviles de las thrusters.

Fig.(20) Thrusters de popa Boa Deep C

Fig.(21) Thruster Acimutal retráctil Boa Deep C

Además OCV Boa Deep C está equipado con convertidores de frecuencia que se encargarán de regular la velocidad del motor eléctrico de las thrusters y ofrecerles protección controlando las siguientes funciones:

Max/min límite de velocidad.
Límite de Potencia máxima.
Límite max. de torsión.
Protección de cortocircuito del motor eléctrico.
Protección contra grandes variaciones de velocidad.
Protección contra alta temperatura
Los convertidores de frecuencia poseen su propio sistema interno de refrigeración de agua dulce.

4.2.3.5- Power Management System (PMS)

PMS es el sistema que se encarga del control de los generadores (Tipo Siemens PMA 300).Consta de dos unidades (una vez más aplicando el concepto de redundancia), dos ordenadores emplazados en el control de la sala de máquinas.

Existen tres formas de actuación sobre los generadores:

En Local, en la propia sala de máquinas.
Remoto , IAS
Remoto, Auto.

Cuando actuamos de modo Local, PMS se deshabilita.

En modo remoto, tenemos dos opciones. Actuar de forma manual a través de los ordenadores del control de la sala de máquinas (IAS), o dejando que PMS actúe de forma automática (Auto), controlando la puesta en marcha/parada, acople/desacople de los generadores en base a la demanda de potencia que requiera el barco operando en situación de posicionamiento dinámico.

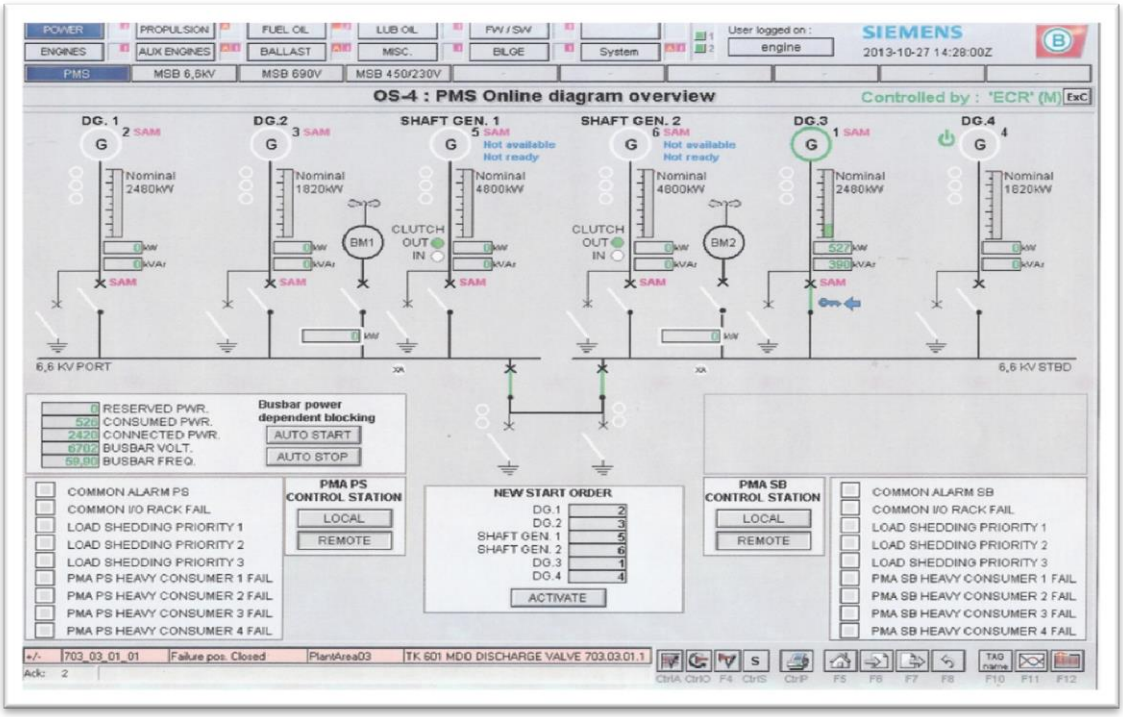


Fig.(22) PMS

4.2.3.6- Sistema de control de DP.

El sistema de control de DP es el cerebro y núcleo de todo el entramado del posicionamiento dinámico.

No deja de ser un ordenador en el que una vez recibida toda la información necesaria de parte de los distintos sensores, procesa toda la información y calcula las acciones que debe emprender el sistema de propulsión (interaccionando con él para que lo haga) con objeto de mantener la posición y/o rumbo previamente establecido.

El ordenador de control, pantallas, mandos y joystick, está todo contenido en la denominada "consola de DP ", situada en el puente del barco.

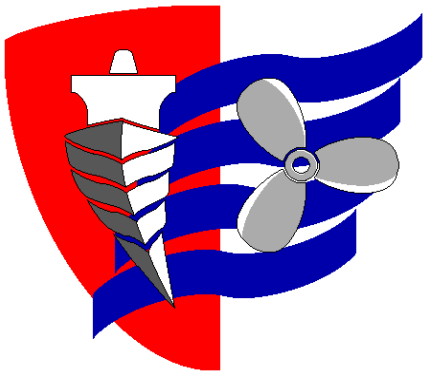
Existen tres modos de trabajo en la consola de DP y por tanto del sistema de control:

Modo DP; o automático. El sistema se encarga automáticamente de dar al sistema de propulsión las órdenes necesarias para que el buque se mantenga en la posición y/o rumbo predeterminados.
Modo Manual; el oficial DPO es quien interactúa sobre los distintos elementos en la consola de DP para mantener la posición y/o rumbo deseados.
Modo Joystick; mismo proceder que en modo manual en cuanto es el oficial DPO quien interactúa de forma voluntaria sobre el sistema de control , pero con la variante de que en este caso actúa sobre un joystick que se encarga de transmitir al sistema la corrección en rumbo y/o posición, dejando que el sistema de forma automática, decida los elementos propulsores a usar para ello y en la forma o régimen más conveniente.
Por supuesto, todo este sistema de control de DP conserva en su estructuración los principios de redundancia y back-up exigidos.

Fig.(23) Consola de control de DP

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.4- Proa X-BOW

4.2.4.1- Proa X-BOW. Introducción.

Introduzco la descripción de la proa X-BOW en este estudio de tecnologías propias del off-shore por tratarse de una de las novedades más recientes y ser una de las que produce un mayor impacto visual de forma inmediata.

El diseño de este tipo de proa revolucionaria corrió a cargo de la empresa noruega Ulstein Design AS[4], dedicada desde hace casi cien años al diseño naval y a la búsqueda de soluciones a problemas de construcción naval.

Con la tendencia que ha tomado el sector en los últimos tiempos y en particular en el ámbito geográfico escandinavo, Ulstein Design AS ha centrado su actividad casi exclusivamente en el campo del off-shore, donde ha alcanzado sus mayores cotas de desarrollo, siendo este tipo de proa X-BOW su mayor éxito.

La primera aplicación práctica de X-BOW tuvo lugar en 2006 con la botadura del AHTS Bourbon Orca. Su revolucionario diseño fue rápidamente acogido con gran entusiasmo recibiendo numerosos premios como el mejor proyecto de ingeniería de diseño del año y el premio del Consejo noruego de diseño entre otros.

Las versiones posteriores de Ulstein de X-BOW también han recibido distinciones similares.

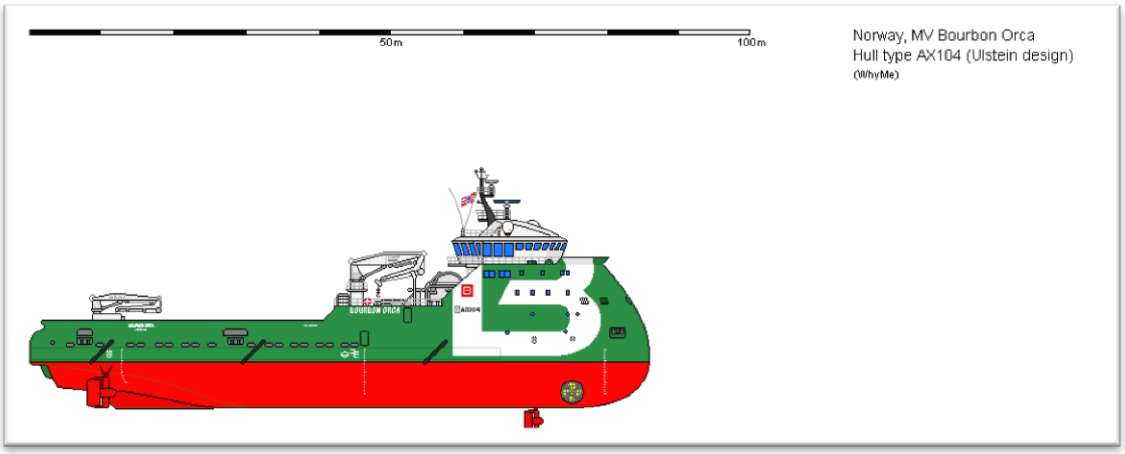


Fig.(24) AHTS Bourbon Orca

En primera instancia, estos diseños se limitaron a buques off-shore debido al aumento de estabilidad que proporcionan para realizar operaciones en alta mar , donde las condiciones son muy adversas (por ejemplo en el Mar del Norte) , pero poco a poco se ha ido extendiendo a otros sectores naúticos , llegando por ejemplo, al sector de recreo (aunque de momento solamente en yates de lujo) . Las mejoras que oferta le auguran la expansión a otros sectores en el futuro más inmediato.

Entre estas mejoras que ofrece la X-BOW tenemos :

- Mayor estabilidad.
- Menor resistencia al avance.
- Menor consumo de combustible.
- Menores emisiones de contaminantes.
- Mayor velocidad.
- Mayor seguridad en operaciones bajo condiciones extremas.
- Menores vibraciones
- Menor intensidad de cabeceo, redundando en un menor nivel de sufrimiento estructural del casco en genera.
- Mayor confortabilidad de la vida y para el trabajo a bordo.

4.2.4.2- Fundamento teórico y de trabajo de la proa X-BOW.

La proa invertida X-BOW ataca las olas sin chocar contra ellas, las separa deslizando el agua por ambos lados. Con esto se consigue desplazar una cantidad menor de agua en el avance, reduciéndose notablemente la resistencia.

Con las proas convencionales la cantidad de agua desplazada es mayor pero además el choque del casco contra las olas genera un régimen turbulento en el agua; todo esto unido se traduce en una mayor resistencia al avance de los barcos con proas convencionales, lo que traerá aparejado para una misma potencia de empuje, una menor velocidad efectiva y un mayor consumo de combustible para estos buques con proas tradicionales .[6]

También este hecho de corte de la ola en vez de choque, aportará una mayor estabilidad en el avance para buques con proa X-BOW.

Para estos revolucionarios barcos el volumen de casco sumergido en el inicio de la entrada en la ola es mayor y se va reduciendo a medida que el barco avanza sumergiendo la proa. La fuerza de empuje que ejerce el volumen de agua desalojada sobre el casco durante la inmersión, aumenta de forma paulatina con lo que la velocidad a la que el casco emergerá de nuevo, aumenta también de forma gradual hasta llegar de nuevo a la situación de equilibrio de flotabilidad.

Sin embargo en buques con proas y formas tradicionales, el volumen de casco inicialmente sumergido es mínimo. Cuando el barco choca con la ola en su avance se sumerge un volumen de casco cada vez mayor, y además lo hace de una forma muy rápida. La fuerza de empuje que ejerce sobre el casco el volumen de agua desalojada aumenta mucho de forma repentina (no gradualmente como en el caso anterior) , con lo que la velocidad con la que emerge el casco de nuevo también aumenta de forma considerable en un periodo muy corto de tiempo .

Fig.(25) comparación en pruebas entre proa X-BOW y proa convencional

En las fotos superiores (Fig.25) podemos apreciar en un canal de pruebas la diferencia entre el efecto producido que produce una proa X-BOW y una ola convencional ante una ola artificial .Para esta prueba en concreto, se modelizó una ola de 2,8 metros de altura, con un periodo de 10,5 segundos y una velocidad de 15 nudos. Sin entrar en consideraciones cuantificadas, a simple vista se ve la menor distorsión que produce la proa X-BOW en el agua.

Consumo de fuel

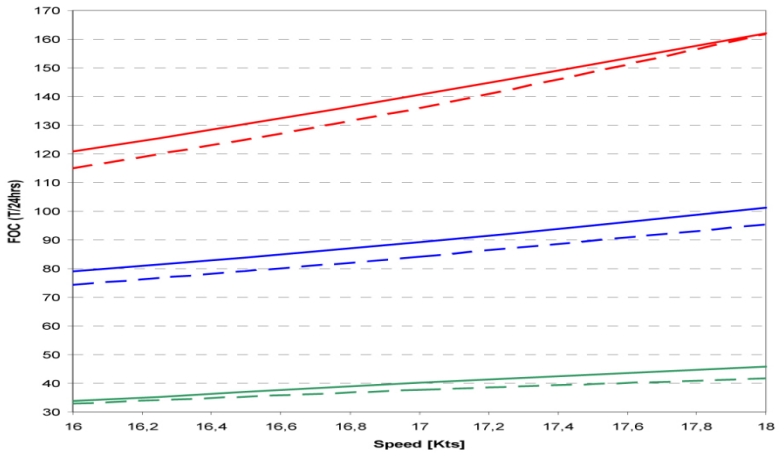


Fig. (26) Gráfica consumo fuel-velocidad .

En la gráfica anterior (fig. 26) se nos muestran los resultados obtenidos por Ulstein Design AS. en el análisis de las diferencias de consumo de fuel entre parejas de barcos similares, uno con proa X-BOW y otro con proa convencional.

El estudio se ha realizado con una velocidad de diseño de 18 nudos y se observa en la gráfica de resultados obtenida, un menor consumo para los barcos con proa X-BOW.

Está aceptada en líneas generales una reducción global real en el consumo de fuel entre el 7% y el 16%, en función de la velocidad del buque y del estado del mar a favor de la proa invertida.

Pérdida de velocidad

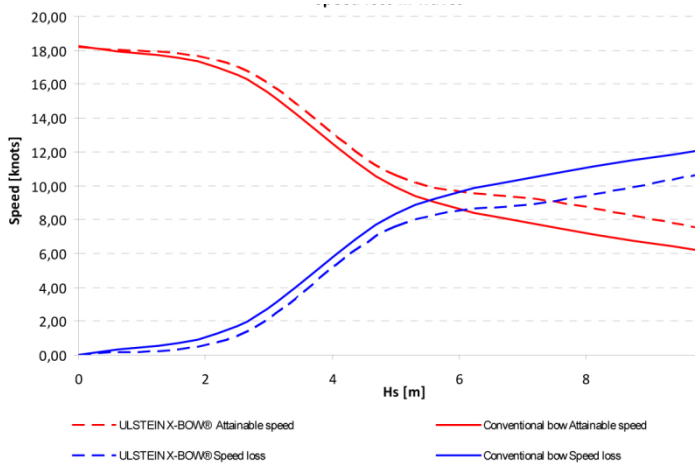


Fig.(27) Gráfica Pérdida Velocidad-altura de ola

Los estudios realizados por Ulstein Design AS. certifican un mejor rendimiento en el factor pérdida de velocidad de los buques equipados con proa invertida.

En test realizados modelando las condiciones de mar en el Atlántico Norte se ha obtenido un 19% de menor pérdida de velocidad navegando en un rango de ola de entre 2,5 y 10 mtrs. de altura a favor de la proa X-BOW.

4.2.4.3- Conclusiones.

El diseño de proas invertidas ha supuesto una revolución dentro de la construcción naval, que de momento solo ha colonizado el campo off-shore, pero será cuestión de tiempo que se extienda a otros ámbitos náuticos. Sigue afirmando el fenómeno de evolución constante de este campo debido al gran dinamismo que le es propio.

Desde su lanzamiento en 2006 hasta la actualidad, más de 50 barcos off-shore han sido botados con este tipo de proa invertida desde aquel primigenio AHTS Bourbon Orca.

Hoy podemos encontrar este tipo de proa en barcos de salvamento, sísmicos, barcos de construcción y con capacidad para transportes y remolques pesados, etc. La mayoría trabajando en áreas geográficas con condiciones del mar extremas, como el Atlántico norte y el Mar del Norte, lugares donde las prestaciones de la X-BOW son más necesarias y alcanzan un mayor rendimiento.

Fig.(28) AHTS Bourbon Orca navegando.

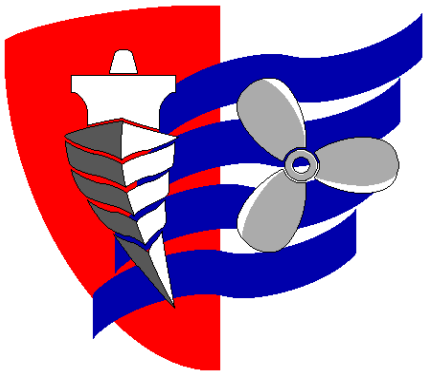
Distintos tipos de barcos con proa X-BOW

Fig.(29) OCV Seven Viking

Fig.(30) Buque sísmico Oceanic Sirius

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.5- Propulsión off-shore

4.2.5.1- Propulsores acimutales.

El término acimutal, que no azimutal (término propio de la astronomía), nos refiere a un tipo de propulsión también llamada " pod ". Consiste en propulsores acoplados en 90˚ a una plataforma rotativa que sobresale del casco en sentido vertical y confiriendole una capacidad de giro en sentido acimutal de 360˚.

Este tipo de sistema propulsor proporciona una gran maniobrabilidad que se adapta perfectamente a las necesidades de los buques off-shore en el desempeño de sus cometidos.

La capacidad propulsora se la dotan motores eléctricos acoplados en sentido vertical en la estructura del cuerpo del propulsor en la parte interna del buque.

Gran número de barcos off-shore en la actualidad han descartado ya los ejes de cola que deben atravesar mamparos desde los motores a los que están acoplados en la sala de máquinas, y son motores actuando como generadores los que alimentan eléctricamente a las hélices o " thrusters " de propulsión eléctrica, concibiéndose así la sala de máquinas del barco como una central eléctrica.

Esto confiere a las salas de máquinas de los barcos off-shore con este tipo de propulsión , una mayor flexibilidad tanto de diseño como en su operatividad .

Se une entonces al concepto de propulsión eléctrica el de generadores múltiples, o unión de varios motores de menor potencia unitaria para conseguir la potencia necesaria, redundando en una disminución de las necesidades dimensionales de la cámara de máquinas , otorgando una mayor libertad en el diseño y maximiza la posibilidad de aprovechamiento de los espacios y volúmenes internos del barco.

En el caso de nuestro barco modelo Boa Deep C que ha servido para explicar el posicionamiento dinámico en este trabajo, se mantiene un sistema mixto, diésel para propulsión ordinaria y eléctrica o diésel eléctrica para propulsión en DP.

A partir del término general de " propulsor acimutal ", podemos encontrar una diversa variedad de diseño en función del constructor, pero que nos muestra una vez más, una tecnología en constante evolución y con gran capacidad de adaptación a contextos distintos.

Así podemos encontrar propulsores acimutales, por ejemplo:

- Fijos
- Retráctiles
- Con hélices de paso fijo
- Con hélices de paso variable, etc.

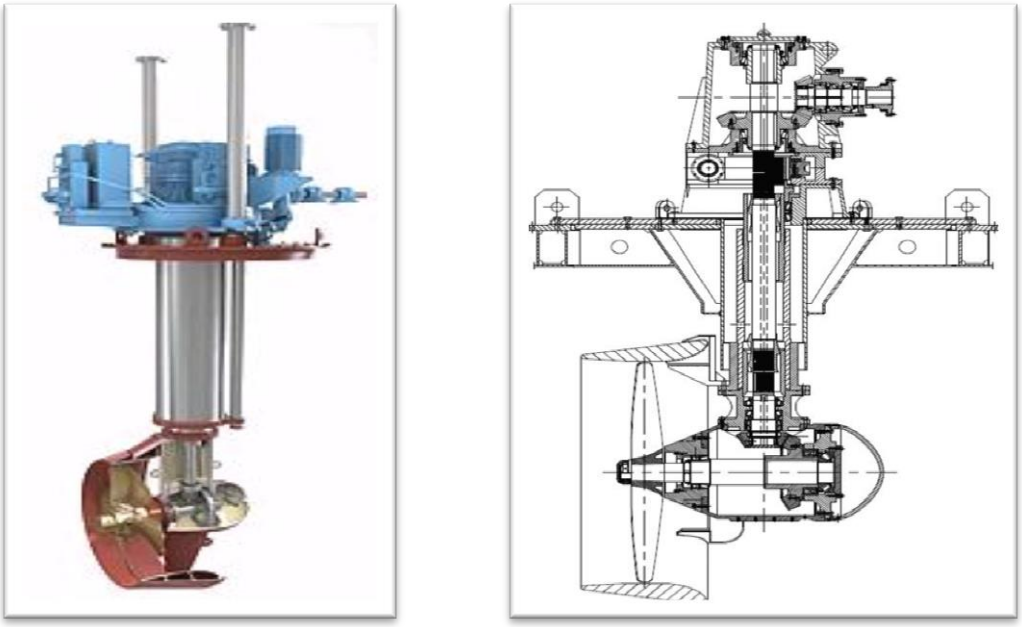


Fig. (31): Vemos una fotografía de hélice acimutal retráctil y un esquema de hélice acimutal no retráctil , pero en ambas se mantiene el principio constructivo . El sistema impulsor de la hélice está dentro del cuerpo del barco y transmite verticalmente su movimiento a la hélice, engranándose a 90˚.

4.2.5.2- Propulsor AZIPOD.

Quizás menos extendido que la propulsión acimutal pero en franca expansión, es la denominada propulsión " azipod ", que también se adapta perfectamente a la necesidad de grandes prestaciones de maniobrabilidad que nos ha de aportar la propulsión en off-shore.

Este tipo " azipod " ha sido desarrollado en exclusividad por la corporación tecnológica e industrial ABB[7], sobre la idea de situar el motor eléctrico del propulsor dentro del cuerpo estructural del mismo pero en la parte que se encuentra fuera del casco del buque . El motor eléctrico se fija en sentido horizontal y unido directamente a la hélice.

Para potencias inferiores de 10 MWatt. se montan motores de inducción (más baratos y ligeros) y para potencias superiores , motores síncronos , que serán los que encontremos generalmente en buques off-shore .

La eficiencia del sistema azipod compensa la menor eficiencia de la propulsión electro-mecánica comparada con la propulsión mecánica, en base a determinadas características, como son:

La eliminación de pérdidas inevitables en reductoras, en las largas líneas de transmisión, timones, etc.
El hecho de situar el motor eléctrico de propulsión dentro del pod y en línea con la hélice, minimiza los problemas de cojinetes y estanqueidad, gracias a la corta línea de transmisión .

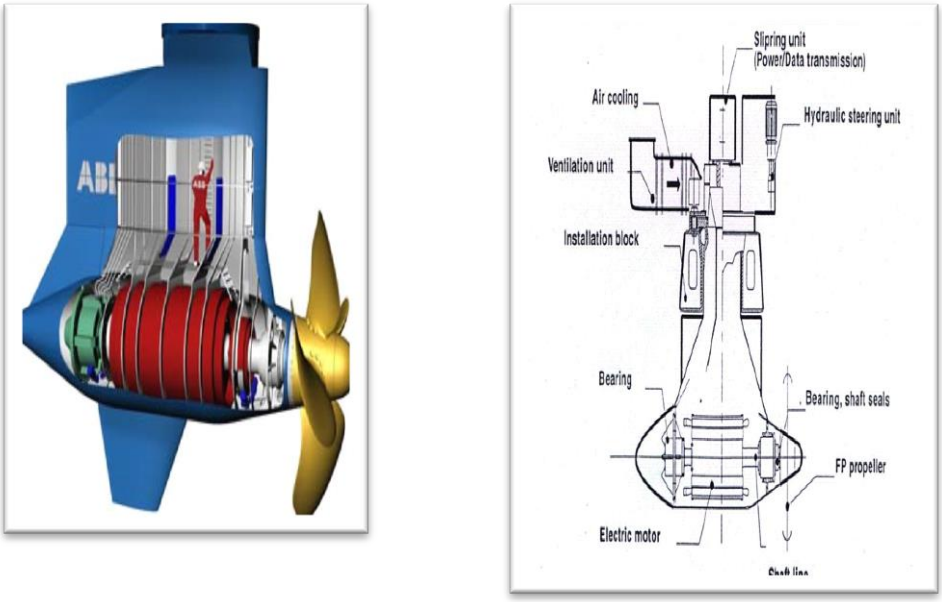


Fig. (32) Representación gráfica de una hélice azipod de gran tamaño y esquema, donde observamos el rasgo característico que define al sistema. El motor eléctrico que mueve la hélice en el cuerpo de esta y fuera del casco del barco[7].

Existe un caso particular de azipod todavía más llamativo si cabe , desarrollado por Siemens y conocido como SSP[8] , que consiste en dos líneas directamente unidas al eje del motor eléctrico , girando en la misma dirección , una tirando y la otra empujando. Con esto se logra repartir la potencia entre ambas. Además, en la mitad del cuerpo de la góndola del pod, se disponen unas aletas laterales que junto con la parte vertical de sustentación, desvía el flujo tangencial de las corrientes de agua procedentes de la hélice de proa y la dirige de forma axial hacia la de popa, permitiendo reutilizar y aprovechar la energía de los remolinos generados por la hélice de proa .

Se ha versionado este sistema SSP para propulsión acimutal, pero con un éxito menor.

Fig. (33) Propulsión SSP de Siemens

4.2.5.3 – Conclusiones.

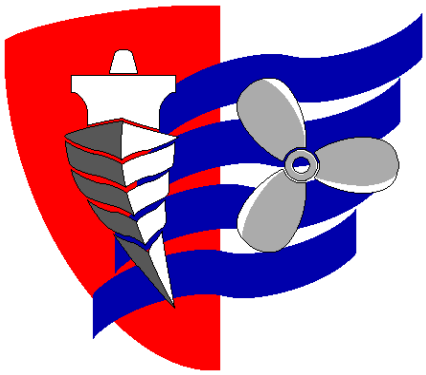
Habría sido imposible obtener las condiciones de maniobrabilidad necesarias para el posicionamiento dinámico sin el concurso de propulsiones de estos tipos.

El diseño más antiguo es el de las hélices acimutales, que llevan usándose en la industria naval y que han ido evolucionando a la par que los barcos off-shore.

Por otra parte, los conocimientos prácticos sobre acimutales, serán la base de los primeros diseños de azipods , que se introducirán definitivamente en los barcos en la década de los noventa del S.XX . Este sistema azipod, en principio se pensó para buques rompehielos, pero posteriormente se extendió a todo tipo de buques con gran éxito; y al off-shore , que es lo que nos interesa aquí .

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.6- Sistema de auto-elevado

4.2.6.1- El sector eólico Off-Shore.

Convinimos en el nacimiento y punto de partida del mundo off-shore cuando el hombre se interesa en la posibilidad de explotar los recursos petrolíferos y gasísticos en el mar. Con el paso del tiempo se incrementó constantemente la dependencia de las economías de los países y de sus tejidos industriales de estos recursos, lo que obligaría a los países carentes de ellos a la búsqueda de fuentes alternativas, que paliaran en alguna medida su déficit energético.

A esto se uniría además la decidida apuesta a nivel global por las energías renovables (denominadas limpias), gracias a la concienciación cada vez mayor acerca de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En 1997 los países industrializados se reunieron en Kioto (Japón) con la intención de dar fuerza vinculante a un conjunto de medidas dirigidas a luchar contra el cambio climático y el calentamiento global derivado del efecto invernadero producido por las altas concentraciones de gases en la atmósfera.

Esto se plasmó en el conocido como " Protocolo de Kioto ", que entrará definitiva mente en vigor en 2005 (con mayor o menor éxito , EEUU por ejemplo no lo ha ratificado a día de hoy).

Esta iniciativa, liderada principalmente desde el ámbito europeo, tendría su reflejo en una regulación muy favorable al desarrollo y expansión de las energías renovables. En la búsqueda de nuevos horizontes energéticos, surgirá en Europa la apuesta decidida por los parques eólicos off-shore (en parte por concienciación ecológica, pero en mayor medida por la carencia de recursos energéticos fósiles)

El primer caso de producción efectiva de energía eólica off-shore será cuando se instale en el Mar Báltico (Nogersund, Suecia) , la primera turbina eólica con una potencia de 220 kW [9].

El sector seguirá desarrollándose y se crearán ya parques eólicos con una potencia de producción cada vez mayor en las costas de Dinamarca, Holanda y el Reino Unido.

En la actualidad, el parque eólico London Array (de 630 MW) es el de más potencia en construcción de Europa.

El sector eólico ha cobrado en España y su entorno geográfico una gran relevancia en los últimos tiempos, siendo la punta de lanza de nuestro país y de los países de alrededor de nuestro tímido acercamiento al off-shore.

Fig.(34) Parque eólico marino

4.2.6.2-Buques auto-elevados.

De la mano de la evolución en el campo de la energía eólica marina se ha desarrollado una tecnología naval off-shore particular, adaptada a la construcción y mantenimiento de este tipo de estructuras, donde el ejemplo más representativo y revolucionario son los barcos Jack-up.

Barcos Jack-up (que en castellano podríamos llamar auto-elevadores), que no son ni más ni menos que un barco especialmente diseñado para el transporte, instalación y mantenimiento de turbinas eólicas marinas.

El rasgo más característico de este tipo de barcos es el sistema de elevación integrado por cuatro patas de elevación (generalmente, aunque podría variar su número) fabricadas en acero que se apoyan en el fondo marino elevándose sobre ellas todo el cuerpo del barco hasta salir completamente fuera del agua, y proporcionando a la altura deseada , una posición de trabajo segura durante las operaciones de instalación y mantenimiento de las turbinas eólicas.

Encontramos previamente a los barcos Jack-up, sistemas de autoelevación en plataformas fijas, pero será en estos barcos especializados en la instalación de recursos eólicos, donde estos sistemas se perfeccionen y alcancen los máximos niveles de desarrollo, consolidando esta tecnología dentro del ámbito eólico en el sector off-shore naval.

Fig. (35) Jack-up vessel de Fred Olsen Windcarrier apoyado en el agua.

Fig. (36) Jack-up vessel de Fred Olsen Windcarrier apoyado en las patas en posición de trabajo totalmente fuera del agua.

4.2.6.3-Sistema Jack-up.

Describiré un sistema Jack-up a partir del instalado en los barcos de Fred Olsen wind Carrier, que salvo diferencias muy puntuales, será similar a cualquier otro de los sistemas de elevación que podamos encontrar en cualquier otro barco o plataforma Jack-up.

El Sistema Jack-up que pasamos a describir consta de:

Cuatro patas elevadoras y en cada una de estas patas el denominado "módulo de elevación " que posee:

- Cuatro yugos (que incluyen los pins de elevación).
- Ocho cilindros hidráulicos de elevación.
- Cilindro con agujeros de paso calibrado (pilares).
- Guía para los yugos.
- Dos centrales hidráulicas.
- Sistema de engrase.
- Sistema de control, que consta de :
  - Un control central, localizado en el puente de mando del buque.
  - Cuatro controles locales, uno por cada módulo de elevación.
  - Dos paneles de control, uno para cada central hidráulica.

Características del Sistema

	Capacidad por pata/gato
Capacidad de elevación	5300 tons.*
Capacidad de pre-carga	9000 tons.
Capacidad de sustentación	9000 tons.

*incluye pérdidas por fricción

	Velocidad
Velocidad de elevación de plataforma	0,4 m/min (24 m/hr.)
Velocidad de descenso de plataforma	0,5 m/min (30 m/hr.)
Velocidad movimiento de pata libre	0,67 m/min (40 m/hr.)

	Datos de las patas
Diámetro	4,5 mtrs.
Espesor	83 mm.
Columnas de agujeros por pata	4
Paso entre agujeros	2 mtrs.

	Datos sistema hidraúlico
Presión max. trabajo de los cilindros de elevación.	350 bar
Presión max. trabajo de los pins de elevación.	250 bar

	Temperaturas de diseño
Temperatura max. ambiente	35 ˚C
Temperatura min. ambiente	-20 ˚C
Temperatura max. local de central hidraúlica.	40 ˚ C

	Sistema eléctrico
Motores eléctricos	690 VCA – 3 fases/60 Hz
Controles	230 VCA -1 fase/60 Hz y 24 VCC

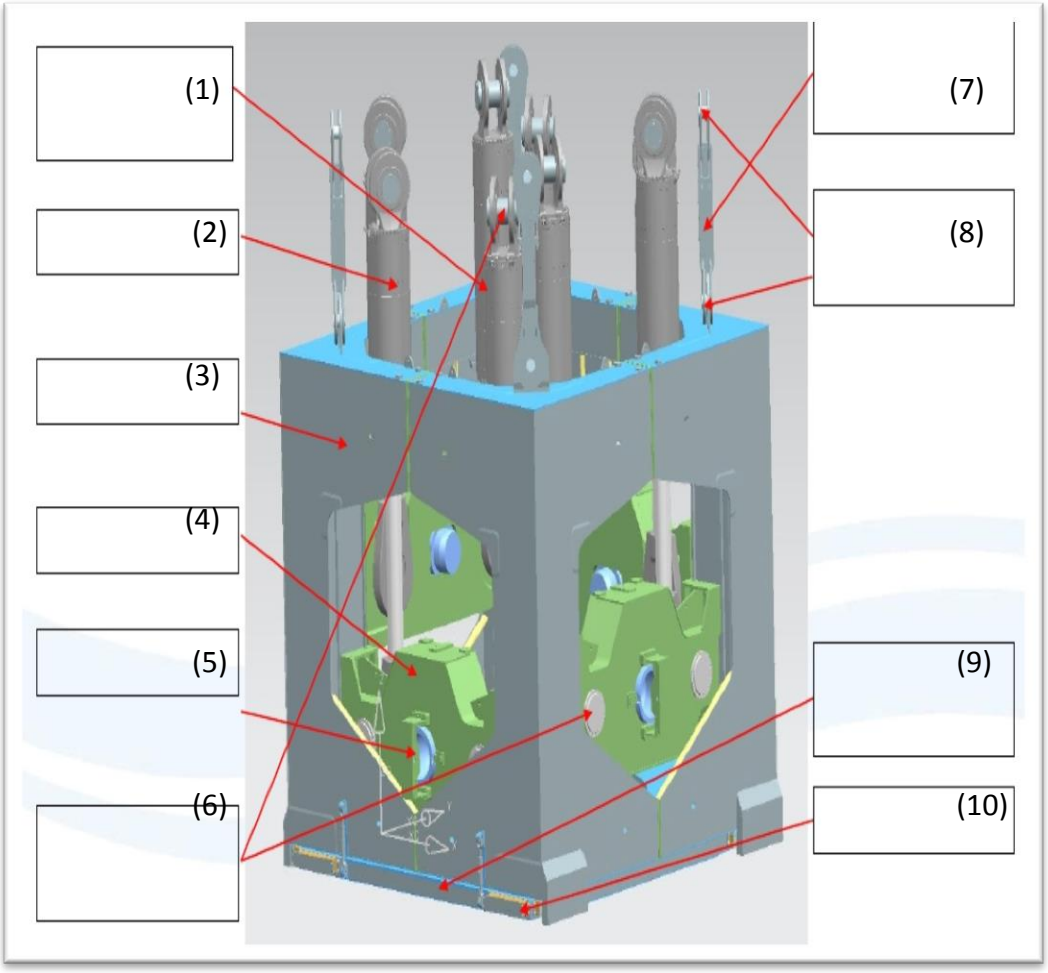
	Vida de diseño
Vida estimada del sistema	20 años
Operaciones de elevación previstas	3650

Fig.(37) Tablas de características técnicas de sistema de elevación en barcos de Fred Olsen Wind Carrier .

4.2.6.3.1- Módulo de elevación.

El módulo de elevación es la parte mecánica del sistema desde donde se transmite la energía hidráulica que eleve el cuerpo del barco sobre el nivel del agua, una vez apoyadas las bases de los pilares en el fondo marino.

Los cilindros hidráulicos transmiten la fuerza hidráulica de tracción desde el pilar a los yunques, que son el elemento de unión pilar-casco a través de los pines, que se encastran en los agujeros del pilar. El cuerpo de guía proporciona la necesaria consistencia estructural a todo el sistema.



1-Cojinetes (8) 2- Cilindros (8)

3-Cuerpo de guía 4- Yugos (4)

5-Pines actuadores (4) 6-Pines unión cilindro-yugo (16)

7-Bielas para suspensión (4) 8-Cojinetes (8)

9-Cuerpo intermedio 10-Almohadillas de apoyo

Fig. (38 y 39) Representación esquemática de partes del sistema de elevación y modelo de representación real en escala del sistema de elevación .Se observa como los yugos trabajan a distinto nivel en una secuencia que está establecida en los manuales de usuario del sistema y a la que el operador del sistema ha de ceñirse totalmente.

4.2.6.3.2- Pilares.

Los pilares son la parte más llamativa del sistema para un observador externo. No tiene nada especialmente reseñable, excepto la calibración del paso entre agujeros, que habrá de estar muy visible para que el operador del sistema pueda controlar en todo momento el nivel en que se encuentran.

Fig. (40) Pilar de apoyo.

Las dos dimensiones principales a tener en cuenta (señaladas en la fotografía) serán:

El paso entre dos agujeros consecutivos (en nuestro ejemplo, 2mtrs.)
La diferencia de altura entre niveles longuitudinal y transversal de agujeros (en nuestro ejemplo es 1 mtr.)

4.2.6.3.3- Sistema de control.

El sistema Jack-up posee dos sistemas de control. Uno principal y central desde donde se controlan las cuatro unidades de elevación desde una misma consola y que está situado en el puente del barco. Desde esta misma consola se arrancan y paran las dos centrales hidráulicas, se operan las unidades de elevación y se monitorizan los distintos parámetros.

En caso de necesidad, se pueden operar de forma local tanto las centrales hidráulicas como las cuatro unidades de elevación de forma independiente, aunque principalmente su uso es la monitorización individualizada de los parámetros de cada unidad de elevación.

Fig. (41) Consola central de control del sistema Jack-up

4.2.6.3.4- Conclusiones.

Este sistema Jack-up para barcos es la evolución de los sistemas similares utilizados para la elevación y sujeción al fondo de plataformas de explotación petrolífera y gasística instaladas en áreas de poca profundidad.

En España tenemos dos ejemplos: uno, la ya vetusta plataforma del almacenamiento subterraneo de gas "Campo Gaviota " en la costa de Vizcaya[10], y otro en la plataforma (que no ha llegado a entrar en funcionamiento) del Proyecto Cástor[11] de almacenamiento de gas en la costa de Vinaroz . Este sistema utilizado en plataformas está pensado para usarse muy pocas veces (generalmente solo una, cuando se instala la plataforma, y no vuelve a usarse en toda la vida útil de la misma) .

En barcos Jack-up sin embargo, el sistema se diseña para un uso frecuente y con unas condiciones de cierta rapidez en el izado y descenso (siempre teniendo en cuenta las condiciones de seguridad adecuadas).

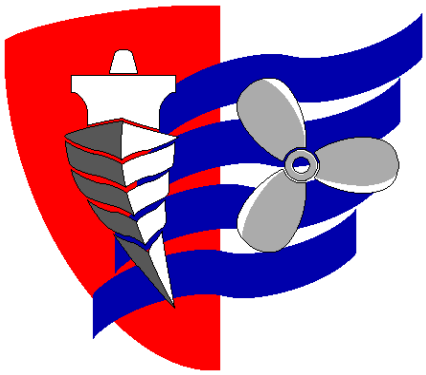
Evolucionó la autoelevación y se han mejorado sus prestaciones, siempre de la mano del enorme impulso que ha sufrido la explotación de los recursos eólicos marinos, donde el mismo barco transporta la turbina eólica al lugar de trabajo, y se autoeleva de forma rápida, segura y eficaz para lograr una plataforma adecuada para su manejo e instalación.

Estos barcos además, se completan con el equipamiento necesario para el trabajo off-shore como son grúas, maquinaria de cubierta, sistema de posicionamiento dinámico, etc.

En definitiva un ejemplo más de evolución tecnológica asociada al off-shore, de relativa corta vida pero con un gran futuro.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

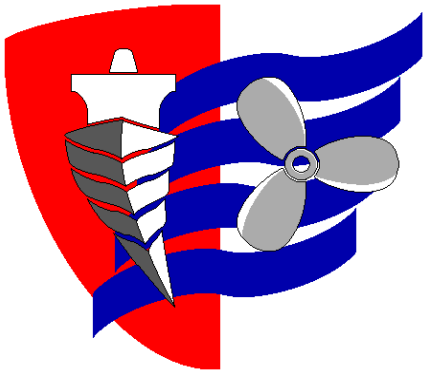


Trabajo Fin de Máster

4.2.7-Off-shore después de D.W.H

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.7 .a – Deep Water Horizon .

4.2.7.a1- Un trabajo off-shore especial :Deep Water Horizon.

El accidente de la plataforma Deep Water Horizon de BP en el Golfo de México (Abril, 2010) marcaría un antes y un después en la explotación de recursos energéticos marinos.

La magnitud del desastre tanto a nivel humano cómo ecológico y económico, removería los cimientos del sector en el ámbito de la seguridad, produciéndose una revisión completa de los procedimientos de trabajo, haciéndose mucho más rigurosos y controlados, tanto por las empresas como por las instituciones.

Solamente el equipo de investigación creado por la propia BP formularía en sus conclusiones 26 recomendaciones para el reforzamiento de la seguridad en tareas de perforación, con la inmediata traducción en normativa legal aplicable en las más diversas esferas:

- Reforzamiento de la gestión de contratistas.
- Controles de los pozos petrolíferos.
- Revisión de los sistemas de emergencia.
- Nuevas y más numerosas auditorías.
- Nueva y más dura regulación en la verificación de competencia personal de los trabajadores, etc.

EEUU, país más afectado y en cuya jurisdicción ocurrió el accidente, abrió numerosas investigaciones (algunas de ellas continúan abiertas a día de hoy), que trabajarían en el vertido , la causa y la respuesta al suceso . Tanto las investigaciones ya cerradas como las que todavía siguen en curso, encaminan sus conclusiones a un lugar común, la carencia en materia regulatoria, lo que nos puede dar una idea de la dimensión de la producción normativa posterior.

(La Comisión de mayor rango jerárquico sería la Comisión Nacional, ordenada por el presidente de EEUU, Barack Obama).

Le versión oficial y aceptada finalmente por todas las comisiones de investigación concluyó que el fatal desenlace se debió a una serie de fallos mecánicos y errores humanos concatenados.

Se aceptó que la secuencia de irregularidades comienza por una pérdida de control sobre la presión en el interior del pozo, seguido del fallo del sistema de prevención de explosiones (BOP, válvula diseñada para mantener condiciones constantes en el pozo).

Después de una primera explosión inicial, las medidas de emergencia principales y secundarias, que a tal efecto existían, no lograrán sellar el pozo y se produce la fuga de crudo.

La Cronología completa del proceso será:

20 Abril; explosión en la plataforma Deep Water Horizon.
22 Abril; hundimiento de la plataforma.
23 Abril; se da por muertos a los once trabajadores desaparecidos.
2 Mayo; se inicia la perforación de un pozo de alivio que permita crear condiciones favorables para las operaciones de sellado de la fuga.
8 Mayo; se suspenden las operaciones de ubicación de una campana de contención sobre el punto de fuga principal por problemas de acumulaciones gaseosas.
16 Mayo; se inicia la perforación de un segundo pozo de alivio como refuerzo del pozo de alivio principal. Se pone en funcionamiento un sistema de aspiración que logra capturar inicialmente 3000 barriles de crudo diarios.
29 Mayo; se considera fallida la operación " top kill " que pretendía detener el flujo constante de petróleo mediante la inyección de líquidos de perforación pesados en el pozo.
4 Junio; un dispositivo de contención LMRP (Lower Marine Riser Package) permite finalmente redirigir el flujo de crudo y gas a bordo del buque FPSO Discoverer Enterprise* .
12 Julio; se consigue finalmente colocar una válvula de sellado que en principio mejora la capacidad de contención del crudo y finalmente sellar el pozo de forma definitiva.
19 Septiembre; La US Coast-Guard da por concluidas las operaciones de sellado del pozo.

***Discoverer Enterprises.**

Fig (42) Discoverer Enterprises

Fig.(43) Discoverer Enterprises

El Discoverer Enterprises fue el barco FPSO que lideró las tareas de sellado del pozo y recogida del crudo derramado. Con 254 mtrs. de eslora, es a día de hoy el barco de mayor tamaño de su clase . Construido en ASTANO- Ferrol, fue botado en 1997

4.2.7.a2- Cambios en la normativa a raíz de Deep Water Horizon.

El accidente de D.W.H. conmocionó a la opinión pública mundial. Hablamos de la pérdida de once vidas humanas, el mayor desastre ecológico en el océano de todos los tiempos, (se calcula que se vertieron al mar aproximadamente 670.000 m³ de crudo , frente a los 40.900 m³ de EXXON Valdez o los 100.800 m³ del Prestige) y unas repercusiones económicas enormes .

El varapalo para la petrolera BP fue considerable. En el dispositivo de respuesta se gastaron más de 18.000 millones de $. Además, de acuerdo con el gobierno de EEUU, creó un fideicomiso por valor de 20.000 millones de $ para garantizar la disponibilidad de fondos, con el fin de hacer frente al pago de indemnizaciones, ofreciendo algunos activos de la propia empresa en el Golfo de México como garantía. Además la inversión realizada en campañas que le restañasen una muy deteriorada imagen fue enorme, aunque no la pueda concretar en cifras.

La investigación realizada a raíz del hundimiento de la plataforma, tuvo dos vertientes: una interna, llevada a cabo por la propia BP, y otra externa en la que participaron un rosario de instituciones y administraciones, representadas en sus respectivas comisiones de investigación . Pensemos que por ejemplo EEUU, a parte de la Comisión Nacional ordenada por Obama (y ya referida en un apartado anterior), poseía:

Comisión de la Junta Marítima.
Comisión de la Guardia Costera
Comisión de la Academia Nacional de Ingeniería
Junta de Seguridad Química
Comisión del Congreso
Comisión del Departamento de Justicia
Comisión de Valores y Bolsa.

Todas estas comisiones fueron aportadas por parte de un solo país, pero todas las naciones afectadas geográficamente o con intereses off-shore, mandaron las suyas propias y todas y cada una de ellas, emitieron el correspondiente conjunto de recomendaciones a aplicar para mejorar los sistemas y procedimientos de seguridad, actuación para estos casos o lucha contra la contaminación.

El número de estas recomendaciones que cobró cuerpo normativo fue mayoritario pero sin embargo, a pesar de la ingente cantidad de normativa nueva, fue inferior en relevancia a lo que en principio se podría prever.

Si comparamos este desastre con otros anteriores de similares características, no deja de resultar sorprendente que por ejemplo, el anteriormente citado vertido del EXXON Valdez (inferior cuantitativamente pese a su indudable gravedad) conllevase la aparición del OPA 90 (Oil Pollution Act) , que restringía la navegación en

aguas americanas de los buques petroleros monocasco , y que el accidente de la Deep Water Horizon , no resultase en alguna norma de un calado, al menos similar.

Gran número de voces tratan de hacer ver que la diferencia de criterios obedece a que las plataformas pertenecen a las grandes y poderosas compañías petrolíferas (con todo lo que esto implica), en tanto que los buques hace tiempo que ya no (lejanos son los tiempos en que, por poner un ejemplo cercano, tanto Repsol como Campsa tenían flota propia).

Todavía llama más la atención la dispar relevancia entre las consecuencias de ambos casos si subrayamos que el capitán del Exxon Valdez fue condenado (otro caso claro es el del Prestige y su capitán Mangouras) mientras que en el caso de la plataforma de BP, nadie asumió responsabilidades individuales o colectivas de carácter penal , aunque en este caso, al contrario que en el precedente, murieron once personas.

En todo caso, tras la Deep Water Horizon, la regulación surgida, cambiará el mundo del off-shore completamente.

4.2.7.a3- Novedades normativas. El ejemplo Noruego.

Mi vida profesional en off-shore se ha desarrollado desde sus inicios en barcos noruegos en su totalidad, por lo que este ámbito es el que conozco mejor. Por tanto, una reflexión resumida de como la administración se enfrentó al fenómeno Deep Water Horizon, la centraré en el caso noruego.

Noruega, es una de las principales potencias a nivel mundial en off-shore (en Europa es el país puntero) y su principal asociación en el sector, la OLF (Norwegian Oil Industry Association) , envió la correspondiente comisión de estudio, al lugar de los hechos.

La investigación de OLF concluyó de forma similar a todas las demás comisiones investigadoras en cuanto a la multiplicidad de errores y fallos que propiciaron el desastre, y propuso un conjunto de medidas orientadas a evitar futuros posibles accidentes similares, pero particularmente centrándose en las condiciones de su área de influencia geográfica, conocida por NCS (Norwegian Coastal Shelf).

Partiendo de la hipótesis de que este tipo de accidentes son en gran parte fruto de carencias normativas, realizaron un estudio comparativo del marco regulatorio del off-shore en el área del Golfo de México y en NCS. De esta confrontación extrajeron un primer resultado que afirmaba la superioridad de la calidad y rigor normativos de NCS.

Aun así introdujeron en un primer momento, cambios sustanciales en sus procedimientos de perforación NORSOK-D001 (instalaciones de perforación) y NORSOK-D010 (operaciones en pozos petrolíferos), traducidos en un aumento en la frecuencia de diferentes chequeos, a la vez que aumentaban sus requisitos en la mayoría de los diferentes procedimientos, como por ejemplo en:

- trabajos de cementación críticos
- Trabajos de tubería en pozos
- Test de control de sobrepresiones y de conducción de fluidos
- Mejoramiento de los sistemas de control de emergencias

Solamente OLF emitiría 45 recomendaciones que a nivel nacional, se convirtieron en norma de obligado cumplimiento en barcos y estructuras off-shore e instando a operadores y navieras a revisar sus normativas propias para incorporar y adaptarlas a las nuevas exigencias.

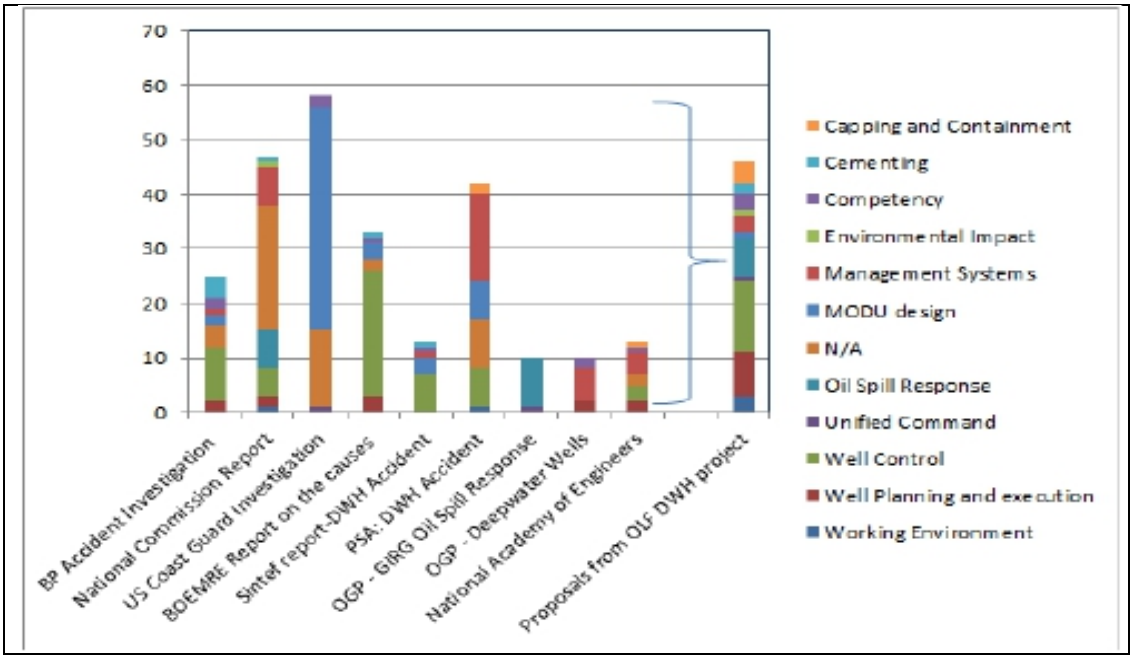


Fig.(44) Comparativa entre el número de recomendaciones dictadas por las distintas comisiones de investigación . Observes que OLF con 45 es una de las más prolíficas.

Tras las recomendaciones a nivel nacional, OLF trasladó estas sugerencias al ámbito internacional, resumiéndolas en tres:

- Implementación de un sistema alternativo al principal de despresurización de los pozos que habrá de desarrollarse de forma individual para cada uno de ellos. Este sistema incluirá los estudios de campo necesarios que lo avalen e incorporará a la plataforma o barco perforador todos los equipos y materiales necesarios para que sea viable, de forma que pueda estar operativo en un plazo de no más de 12 días posteriores a decidir perforar (pero en cualquier caso no se podrán comenzar operaciones de perforación sin tener el sistema alternativo plenamente implementado).
- Introduce OLF el concepto de normalización de pozos a nivel mundial, de manera que se estandaricen las dimensiones y componentes. A partir de un criterio dimensional común, se situarán por todo el mundo una serie de puntos localizados con sistemas de sellado (en definitiva, tapones), que permitan una rápida respuesta de actuación, si se produce un vertido similar al de Deep Water Horizon.
- La tercera recomendación de OLF fue la creación de un grupo de trabajo que se denominó SWRP (Subsea Well Response Project), formado por personal de las nueve compañías petrolíferas más potentes (BG Group, BP, Chevron, ConocoPhilips, ExxonMobil, Petrobras, Shell, Statoil y Total), que se encargarán del diseño y redacción de las medidas anteriormente citadas y otras que considerasen necesarias. Estas medidas serían aceptadas y adoptadas a nivel mundial.

El trabajo de SWRP ha tenido gran éxito y se ha plasmado formalmente hasta el momento en cuatro puntos:

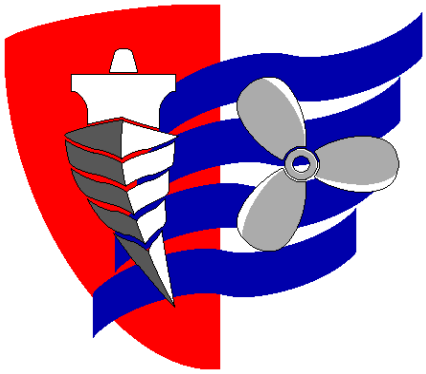
- Diseño de tapones para pozos estandarizados
- Diseño de un sistema de uso de dispersante bajo el agua
- Diseño de un sistema anti descontaminante adecuado para uso internacional (hasta entonces cada país tenía su propia normativa sobre la composición química de productos dispersantes y anti descontaminantes que se podían usar en sus aguas).
- Diseño de un plan de despliegue de material en puntos estratégicos determinados (aunque ya es un hecho el plan , todavía no se han desarrollado y equipado estos puntos de localización). Se han establecido cuatro lugares base correspondiente a las principales áreas off-shore en el mundo: norte de Europa, Sudamérica, África, Asia-Pacífico, que debían estar operativas en 2013 pero que hoy día todavía no están listos.

En Anexo 7.3, muestro la relación de la totalidad de las recomendaciones dictadas por OLF

El "modus operandi" del resto de comisiones de investigación actuaron de forma similar, llegaron a conclusiones parecida y emitieron, en mayor o menor medida recomendaciones en el mismo sentido que OLF, pero gracias al prestigio que Noruega posee en el sector off-shore, sus recomendaciones fueron las que tuvieron un éxito mayor a la hora de pasar a ser directivas aceptadas a nivel global y han marcado la pauta en las acciones emprendidas a posteriori, para intentar aumentar la seguridad en este tipo de trabajos .

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

4.2.7.b – El maquinista en off-shore.

4.2.7.b1- Nuestro trabajo en DP.

Aunque el trabajo dentro de la sala de máquinas de un buque off-shore pueda parecer el mismo que en otro tipo de barcos (y en esencia lo es), las particularidades de este tipo de barcos se reflejan en el día a día del maquinista de guardia, comenzando por el hecho de que dichas guardia, en off-shore son de doce horas.

Podríamos decir que las tripulaciones en DP, al igual que los sistemas, son redundantes y están duplicadas para casi todo, siempre con la vista puesta en las extremadas normas de seguridad que rodean a este tipo de trabajos, donde el más mínimo error puede causar accidentes fatales de enorme magnitud.

En un barco trabajando en DP3, normalmente encontraremos de guardia en la máquina en todo momento, al primer maquinista, segundo maquinista, un electricista, dos engrasadores y dos mecánicos. Además uno de los maquinistas estará en todo momento presente en el control de la máquina y en permanente contacto con el oficial de DP en el puente.

Cuando se rebaje la necesidad de clase a DP2 o DP1 durante un trabajo, se rebajarán estas exigencias, pero puede requerirse permanecer en stand-by,en cuanto a personal , equipamiento y operatividad; a veces se pasa de un DP a otro en breves espacios de tiempo .

4.2.7.b2- Check-list.

Si en el trabajo diario de los barcos de la actualidad el check-list es fundamental, en los barcos de DP, estos documentos son de una importancia capital.

En este tipo de barcos, el check-list no es solamente una directiva de trabajo o para asegurarnos de que no se nos olvide nada. Aquí el check-list es el documento donde acreditamos que el barco está en condiciones para trabajar en DP, y si algo no está en orden o algún equipo no puede darnos el servicio adecuado según marca el check-list correspondiente, en la mayoría de los casos no podremos pasar a situación de DP para comenzar o continuar con la operación que el barco esté realizando.

En el puente tienen los suyos propios, pero en la máquina básicamente son tres:

Check-list para pasar a DP (a DP1 ó DP2)

Check-list para pasar a DP3 o para trabjar en áreas de 500mtrs (alrededor de plataformas , otros barcos o estructuras flotantes)

Check-list de cambio de guardia en DP

Los Check-list para pasar a DP son un conjunto de comprobaciones muy extensas (más o menos extensas en función del estado DP al que vayamos a pasar) sobre la mayoría de los parámetros y equipos que influyan en la posibilidad de trabajar en DP (que son casi todos los de la máquina). Tiene valor de ley, y deberá dejarse constancia de la hora en que se finaliza el examen completo de lo que pide, así como la firma de quien lo realiza (que suele ser el oficial de guardia). Una vez finalizado y firmado, se dará el visto al oficial DPO en el puente, para poder entrar en DP o cambiar de nivel .

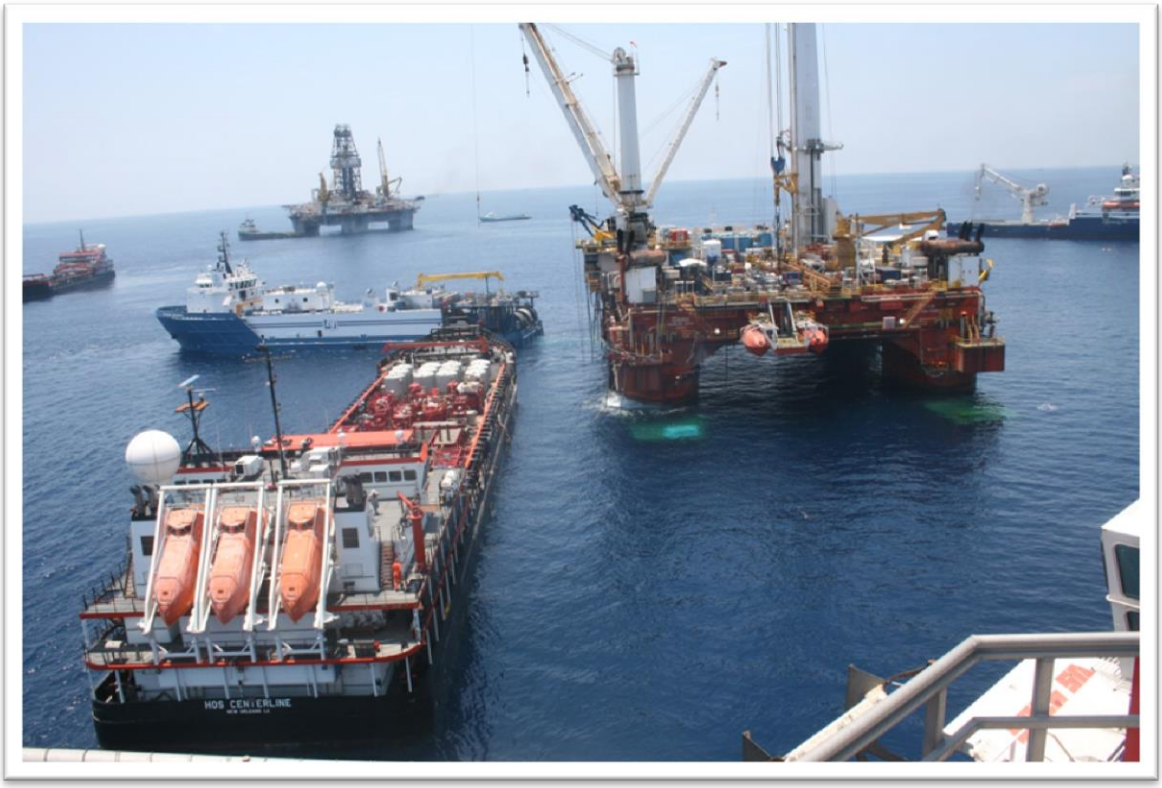


Fig. (45)Ejemplo de trabajo en área de 500mtrs. en DP3 . Las seguridades deben ser máximas, la más mínima deriva o error puede tener fatales consecuencias.

El Check-list para cambio de guardia en DP es una rutina bastante más sencilla, donde al cambio de guardia certificamos dejar la máquina operativa para seguir trabajando en DP. También será convenientemente firmado tanto por el oficial que deja la guardia como por quien la toma, y al igual que en el caso anterior tiene valor de ley. Apuntaremos aquí cualquier incidencia que pueda haber tenido la más mínima influencia para estar en DP.

4.2.7.b3 – Comunicaciones.

Otra diferencia entre la labor del maquinista en un buque trabajando en DP y otro barco cualquiera estriba en la permanente comunicación entre el oficial DPO y el maquinista en la misma guardia.

El chequeo de los medios de comunicación es continuo, obligatoriamente en cada cambio de guardia y cuando se complete cualquier check-list. Se chequeará el UHF y el teléfono. Ningún medio tiene preeminencia sobre el otro, pero es condición indispensable que ambos estén plenamente operativos en todo momento, y se usan indistintamente.

Cualquier cambio durante la operación o cualquier trabajo que demande energía será comunicada por el oficial DPO a la máquina, y el maquinista que en DP3 no puede abandonar el control bajo ningún concepto, ha de dar el visto bueno.

Necesidad de más generadores, fin de una maniobra, necesidad de utilizar la maquinaria hidráulica de cubierta o para pararla, para utilizar grúas, todo se consultará a la máquina y en base a los distintos parámetros, el maquinista de guardia decide si es posible o no hacer lo que se nos solicita, y en virtud de su apreciación se puede parar el trabajo, no comenzar o continuar sin problema.

4.2.7.b4- Seguridad a raíz de Deep Water Horizon.

Ya se ha señalado como lo acontecido en la plataforma Deep Water Horizon marcó un punto de inflexión en el trabajo off-shore, principalmente en materia de seguridad. El trabajo a bordo de los buques no fue ajeno a estas circunstancias (ni obviamente nuestro trabajo como maquinistas), y considerando que ya en principio para este tipo de barcos los procedimientos en esta área son más complejos que en buques convencionales, a partir de 2010, esta complejidad aumentó mediante el reforzamiento burocrático y el endurecimiento de los requisitos exigidos en el control, planificación de trabajos y gestión del personal.

Siguiendo las recomendaciones de OLF citadas en el apartado correspondiente, las navieras noruegas (como en la que estaba yo, pero vale el ejemplo para el resto de países con intereses off-shore) se dotaron de Sistemas de gestión integrados en materia de seguridad para adaptarse a la nueva tesitura

En estos sistemas de gestión HSEQ (Healthy, Environmental, Safety, Quality) se definirán conceptos y pautas nuevas. En el Anexo 7.5 muestro el que se aplicó en el caso concreto de la compañía Boa Group , donde yo estaba .

Se redefinieron los distintos tipos de trabajo que podíamos encontrarnos en nuestro quehacer diario, en base al riesgo o riesgos que podrían implicar, tales como:

- Trabajos en caliente
- Trabajos en frío
- Trabajos en altura, etc.

Después se realizaron los correspondientes SJA (Safety Job Análysis), donde por departamentos, el responsable de cada uno de ellos, habría de realizar un análisis pormenorizado de cada trabajo en concreto. Estos SJA son una descripción secuencial del trabajo (por ejemplo, cambios de aceite y filtros en Motor Principal 1, Mantenimiento de 10000 horas en compresor de aire de arranque 2,etc), donde expresamente se dictaminarán los potenciales riesgos en cada paso de la secuencia, el personal necesario para llevarlo a cabo, los medios de protección requeridos, etc .

Cada SJA tendrá asignado un número que será siempre el mismo y se irán añadiendo secuencialmente según vayan apareciendo trabajos nuevos. Ningún trabajo por mínimo que sea quedará sin el SJA correspondiente.

Después, en el quehacer diario, cuando surge la necesidad de hacer un trabajo, hay que cubrir el Permiso de trabajo (Work Permit). Este Work permit se cubrirá tomando como base el SJA correspondiente y en él se señalarán por ejemplo: fecha y hora de inicio del trabajo; personal que lo va a realizar (con nombre, cargo y firma), persona responsable del trabajo, persona que lo autoriza, etc.

De este Work permit se realizan tres copias, dos se colocarán en lugares bien visibles del puente y en área designada de cada departamento (en nuestro caso, en el control de la sala de máquinas) y una tercera copia la llevará encima el individuo o personal que vaya a realizar el trabajo. Con esto se considera que el trabajo "queda abierto".

Una vez finalizado, se retiran las copias del Work permit situadas en los lugares visibles, guardando una de ellas para archivarse. Con esto se da por finalizada la tarea.

Poniendo por ejemplo las atribuciones y responsabilidades del 1º maquinista (que son las que personalmente me afectaban), al comienzo de la jornada (de 06:00 a 18:00) se realiza una reunión con todo el personal del departamento para organizar el plan de trabajo del día . Esta reunión se consignará con hora y firma del responsable, en el diario de máquinas en nuestro caso. Este proceder será igual para el resto de departamentos de a bordo, tanto de tripulación como de operadores de la empresa petrolífera que esté realizando el trabajo o empresas auxiliares y de apoyo que estén embarcados, en un momento dado.

Al mismo tiempo que se llevan a cabo estas primeras reuniones de planificación que se denominan " safety meeting ", se procede a completar otro documento; el "Tool-Box".

El "Tool-Box" es una planilla dividida donde se señalarán: nombre, cargo, turno de trabajo, fecha y firma de todos y cada uno de los integrantes del departamento, y al igual que en el " safety meeting " será de obligado cumplimiento para la totalidad de la tripulación y del personal trabajador distinto de la tripulación. Es responsabilidad de cada jefe de departamento llevar día a día un control del personal para garantizar la presencia a bordo de todo el mundo y señalar posibles incidencias tales como ausencias por enfermedad, baja por accidente, etc.

Una vez finalizada esta primera fase de planificación y control, se procede a rellenar los work-permits de los trabajos pensados para la jornada, según lo descrito en el apartado anterior.

Sirva todo esto para significar una vez más, el incremento normativo y burocrático claramente notable a todos los niveles después de Deep Water Horizon, afectando desde las cúspides empresariales al último de los trabajadores en el sector off-shore.

En nuestro día a día como maquinistas a bordo de un barco off-shore, todas estas novedades surgidas a partir de accidente del Golfo de México, representan una cierta pérdida de independencia en nuestro trabajo algunas veces. Ciertos trabajos en la máquina en los que las condiciones de seguridad exigidas por el SJA correspondiente puedan ser especialmente rigurosas, habrá de ser consensuada (o al menos comunicada) con el personal de la operadora petrolífera que tenga contratado el barco .

Cuando una empresa petrolífera contrata un barco como estos, envía su personal a bordo y a la cabeza de este grupo, un "surveyor" o superintendente.

Diariamente tras los "safety meetings" antes citados, se produce una reunión diaria entre los jefes de departamento (por parte de la máquina asiste el Jefe de máquinas), en presencia del capitán con el superintendente de la operadora petrolífera.

En esta reunión ("daily meeting") el superintendente informa a la tripulación sobre el desarrollo del trabajo off-shore globalmente y sobre las particularidades que crea

oportunas y cada uno de los departamentos del barco informa sobre su propio trabajo a la empresa petrolífera.

Cuando se necesita realizar algún trabajo por ejemplo en la máquina que pudiera influir de alguna manera al desarrollo del trabajo off-shore, habrá que consensuar las condiciones en que se realiza con el citado superintendente y su decisión tendrá capacidad de vetar cualquier tipo de trabajo en base a su propio criterio y bajo su responsabilidad, exceptuando situaciones que pudiesen repercutir en la seguridad de a bordo del barco donde la última palabra es del capitán.

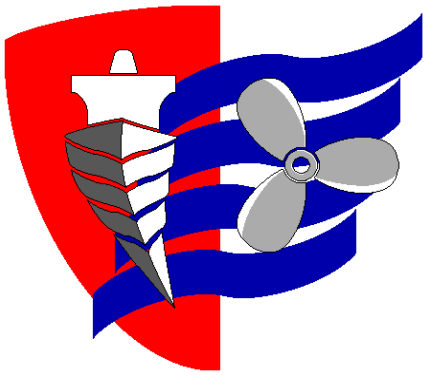
Podemos encontrarnos entonces con la circunstancia de tener que realizar algún tipo de mantenimiento por ejemplo y se condicione a la opinión de alguien ajeno al departamento. No es una situación frecuente, pero ocurre de vez en cuando.

Por otra parte, y en base a mi experiencia personal, la relación entre el personal de las operadoras petrolíferas y la tripulación (y especialmente del departamento de máquinas) suele ser de estrecha colaboración y le mayor parte de las veces francamente buena.

Maquinistas y personal de máquinas suelen estar muy valorados por las petrolíferas y recurren a nosotros con bastante frecuencia en busca de ayuda o refuerzo durante los trabajos propios de off-shore , donde los problemas mecánicos y eléctricos son muy similares a los que nos enfrentamos diariamente en una sala de máquinas.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

5-Conclusiones finales.

Conclusiones finales.

He ido añadiendo particulares conclusiones en los apartados de cada uno de los sistemas descritos en concreto, por lo que no me extenderé aquí en más consideraciones al respecto, pero si quiero subrayar la idea central de lo que pretendo transmitir con este trabajo; tratar de abrir la mente de los profesionales españoles acerca del ámbito dentro del sector marítimo que más posibilidades ofrece en la actualidad , sin ningún género de dudas .

El off-shore es el futuro tanto a nivel profesional para marinos e ingenieros navales, como a nivel de negocio para la industria naval y auxiliar.

A sus características ya enumeradas varias veces a lo largo de esta exposición,de enorme dinamismo y constante evolución , podemos sumarle el gigantesco nivel de negocio (con infinidad de ramificaciones posibles y otras nuevas que surgen día a día) y su expansión globalizada por completo.

De los países con gran tradición marítima, España es uno de los más retrasados en cuanto a integración en el mundo off-shore, y aunque parece que en los últimos tiempos se intuye un lento despertar a la realidad (cada vez son más los marinos españoles en barcos off-shore , y los astilleros empiezan a adaptarse al trabajo en este tipo de barcos) , lo cierto es que todavía estamos en el furgón de cola .

La creencia de que no poseer a nivel nacional recursos petrolíferos o gasísticos nos incapacita para este sector es falsa. Países como Italia u Holanda, son punteros en tecnología off-shore y otros como Croacia o Polonia cuentan con un enorme capital humano de marinos y profesionales off-shore. En todos estos países los recursos energéticos derivados del petróleo son similares a los nuestros; casi nulos.

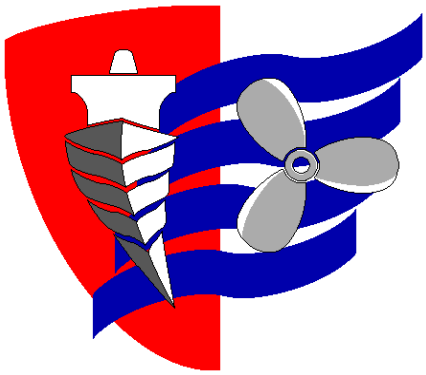
Por tanto se necesita valentía y decisión para decidirnos todo, profesionales, industria e instituciones para apostar por una oportunidad de futuro, a todos los niveles excelente .

Son múltiples los enfoques desde los que podemos acercarnos al off-shore ; los distintos tipos de barcos con sus peculiaridades tecnológicas , el abanico enorme de trabajos de distinta índole , los subsectores petrolífero y gasístico , eólico , mareomotriz , etc .Todo son nichos de una misma matriz y el número sigue creciendo . Las posibilidades de integración en este mundo aumentan obviamente con la especialización, que además posibilita que cualquier profesional, país o empresa del sector energético pueda incorporarse al off-shore en base a sus propias particularidades y medios.

Para empresas gran oportunidad de negocio, para países posibilidad de crecimiento y menos dependencia energética y para profesionales (especialmente para marinos), una bolsa de trabajo casi infinita , sería el resumen de los beneficios que este sector ofrece .

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

6-Referencias

Referencias.

1-JAY SCHEMPF, J . " Special Aniversary – the history of off-shore : developing the E&P infraestructure" . Offshore magazine [en línea] . Enero 2004 . [fecha de consulta : 2 junio 2014] . Disponible en :

< http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html >.

2-ALVAREZ , Luciano . "El pozo de Edwin Drake". El país digital [en línea] . 29 de Agosto de 2009. [fecha de consulta : 2 Junio 2014]. Disponible en : <http://historico.elpais.com.uy/090829/predit-438582/editorial/el-pozo-de-edwin-drake/>.

3-PRIETO , Pedro Antonio . "Previsiones resumida de la producción mundial de petróleo y gas entre 1900 y 2100".Blog Crisis Energética , respuesta a los retos energéticos del S.XXI. [en línea]. 13 Junio 2013 .[fecha de consulta:10 Junio 2014]. Disponible en : <http://lacrisisenergetica.wordpress.com/2013/07/13/previsiones-resumidas-de-la-produccion-mundial-de-petroleo-y-gas-entre-1900-y-2100.>.

4-Ulstein AS." X- Bow Hull line design " .[en línea].16 Mayo 2012 .[fecha de consulta : 29 Mayo 2014]. Disponible en : <http://www.ulstein.com/kunder/ulstein/mm.nsf/lupgraphics/ULSTEIN_X_BOW_brochure_16052012.pdf/$file/ULSTEIN_X_BOW_brochure_16052012.pdf.>.

5-Ulstein As . "AHTS Bourbón Orca vessel specifications ". [en línea].[fecha de consulta : 29 Mayo 2014] . Disponible en : <http://www.bourbon-offshore.no/prod_images/doc_2_182.pdf.>

6-Ulstein AS." X- Bow Hull line design " .[en línea].16 Mayo 2012 .[fecha de consulta : 29 Mayo 2014]. Disponible en : <http://www.ulstein.com/kunder/ulstein/mm.nsf/lupgraphics/ULSTEIN_X_BOW_brochure_16052012.pdf/$file/ULSTEIN_X_BOW_brochure_16052012.pdf.>.

7-ABB Oy, Marine ." Azipod® Co Product Introduction"[en línea]. Noviembre 2010.[Consulta : 16 Junio 2014]. Disponible en : <Co.http://www05.abb.com/global/scot/scot293.nsf/veritydisplay/85d7a5e53e6a8e6ec12577e7002d2359/$file/Azipod_CO_Product%20Introduction_rev%20C_LowRes.pdf>.

8-ANDERSEN, Peter . " SSP , the energy saving propulsión concept" .Dynamic Position Conference (Houston ; 21-22 de Octubre de 1997). Houston : Marine Technology Society , 1997. Session 6.

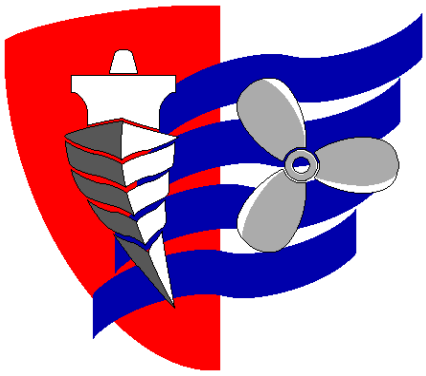
9-Dr. SOMMER, Marcos ."Parques eólicos marinos . la visión en las costas alemanas ".Ecoportal.net [en línea].20 Diciembre 2010.[fecha de consulta : 11 Junio 2014].Disponible en: <http://www.ecoportal.net/Temas_Especiales/Energias/Parques_eolicos_marinos_._La_vision_en_las_costas_alemanas>.

10-ORTEGA , Jesús L.."Una isla de metal frente a Bermeo".El correo.com [en línea].27 de Febrero de 2009 .[fecha de consulta : 14 Junio 2014].Disponible en: <http://www.elcorreo.com/vizcaya/20090227/economia/isla-metal-frente-bermeo-20090227.html>.

11-EFE Agencia ." ¿ Qué es el proyecto Cástor de almacenamiento de gas?.LaVanguardia.com .[en línea].3 de Octubre de 2013.[fecha de consulta : 14 Junio 2014].Disponible en :< http://www.lavanguardia.com/medio-ambiente/20131003/54388358753/proyecto-castor-almacenamiento-gas.html>.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

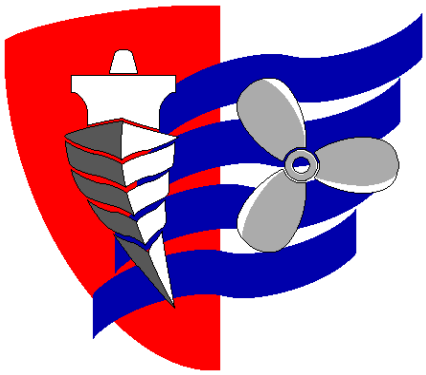
7-ANEXOS

7.1- Índice de Anexos

7.2 – Deep Water Horizon, secuencia fotográfica de los trabajos de extinción del incendio.
7.3 – Recomendaciones OLF.
7.4 – Check-list
  7.4.1 - Pre arraival 500 mtrs. working área (OCV Boa Deep C)
  7.4.2 - Cambio de guardia en DP (OCV Boa Deep C)
  7.4.3 - Solicitud de permiso para aproximarse a plataforma.
7.5 – Normativa a partir de D.W.H
  7.5.1 – Sistema de gestión HSEQ, Boa Group AS .
  7.5.1 – Ejemplo de SJA.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

7.2- ANEXO

7.2- Deep Water Horizon.

A continuación se muestra una secuencia fotográfica obtenida a bordo de BOA Deep C con la intención de dejar constancia de las tareas de extinción del incendio de la plataforma Deep Water Horizon, casi desde su inicio hasta que desaparece completamente en el mar, después de dos días ardiendo.

Se complementó con un texto escrito por personal de BP que se encontraba a bordo de Boa Deep C (cuando ocurrió el accidente estábamos trabajando para BP en otro proyecto distinto, lo que nos valió para ser parte activa días después en las tareas de sellado del pozo) y con dos diapositivas; una de ellas para mostrar cómo era la plataforma Deep Water Horizon y otra de satélite para explicar la evolución del humo del incendio por todo el área geográfica .

Aunque bastante rudimentario, el hecho de haber sido realizado " in situ ", le confiere un valor especial.

Deep Water Horizon (BP Information).

You may have heard the news in the last two days about the Deepwater Horizon drilling rig which caught fire, burned for two days, then sank in 5,000 ft of water in the Gulf of Mexico. There are still 11 men missing, and they are not expected to be found.

The rig belongs to Transocean, the world's biggest offshore drilling contractor. The rig was originally contracted through the year 2013 to BP and was working on BP's Macondo exploration well when the fire broke out. The rig costs about $500,000 per day to contract. The full drilling spread, with helicopters and support vessels and other services, will cost closer to $1,000,000 per day to operate in the course of drilling for oil and gas. The rig cost about $350,000,000 to build in 2001 and would cost at least double that to replace today.

The rig represents the cutting edge of drilling technology. It is a floating rig, capable of working in up to 10,000 ft water depth. The rig is not moored; It does not use anchors because it would be too costly and too heavy to suspend this mooring load from the floating structure. Rather, a triply-redundant computer system uses satellite positioning to control powerful thrusters that keep the rig on station within a few feet of its intended location, at all times. This is called Dynamic Positioning.

The rig had apparently just finished cementing steel casing in place at depths exceeding 18,000 ft. The next operation was to suspend the well so that the rig could move to its next drilling location, the idea being that a rig would return to this well later in order to complete the work necessary to bring the well into production.

It is thought that somehow formation fluids – oil /gas – got into the wellbore and were undetected until it was too late to take action. With a floating drilling rig setup, because it moves with the waves, currents, and winds, all of the main pressure control equipment sits on the seabed – the uppermost unmoving point in the well. This pressure control equipment – the Blowout Preventers, or 'BOP's" as they're called, are controlled with redundant systems from the rig. In the event of a serious emergency, there are multiple Panic Buttons to hit, and even fail-safe Deadman systems that should be automatically engaged when something of this proportion breaks out. None of them were aparently activated, suggesting that the blowout was especially swift to escalate at the surface. The flames were visible up to about 35 miles away. Not the glow – the flames. They were 200 – 300 ft high.

All of this will be investigated and it will be some months before all of the particulars are known. For now, it is enough to say that this marvel of modern technology, which had been operating with an excellent safety record, has burned up and sunk taking souls with it.

The well still is apparently flowing oil, which is appearing at the surface as a slick. They have been working with remotely operated vehicles, or ROV's which are essentially tethered miniature submarines with manipulator arms and other equipment that can perform work underwater while the operator sits on a vessel. These are what were used to explore the Titanic, among other things. Every floating rig has one on board and they are in constant use. In this case, they are deploying ROV's from dedicated service vessels. They have been trying to close the well in using a specialized port on the BOP's and a pumping arrangement on their ROV's. They have been unsuccessful so far. Specialized pollution control vessels have been scrambled to start working the spill, skimming the oil up.

In the coming weeks they will move in at least one other rig to drill a fresh well that will intersect the blowing one at its pay zone. They will use technology that is capable of drilling from a floating rig, over 3 miles deep to an exact specific point in the earth – with a target radius of just a few feet plus or minus. Once they intersect their target, a heavy fluid will be pumped that exceeds the formation's pressure, thus causing the flow to cease and rendering the well safe at last. It will take at least a couple of months to get this done, bringing all available technology to bear. It will be an ecological disaster if the well flows all of the while; Optimistically, it could bridge off downhole.

It's a sad day when something like this happens to any rig, but even more so when it happens to something on the cutting edge of our capabilities. The photos that follow show the progression of events over the 36 hours from catching fire to sinking.

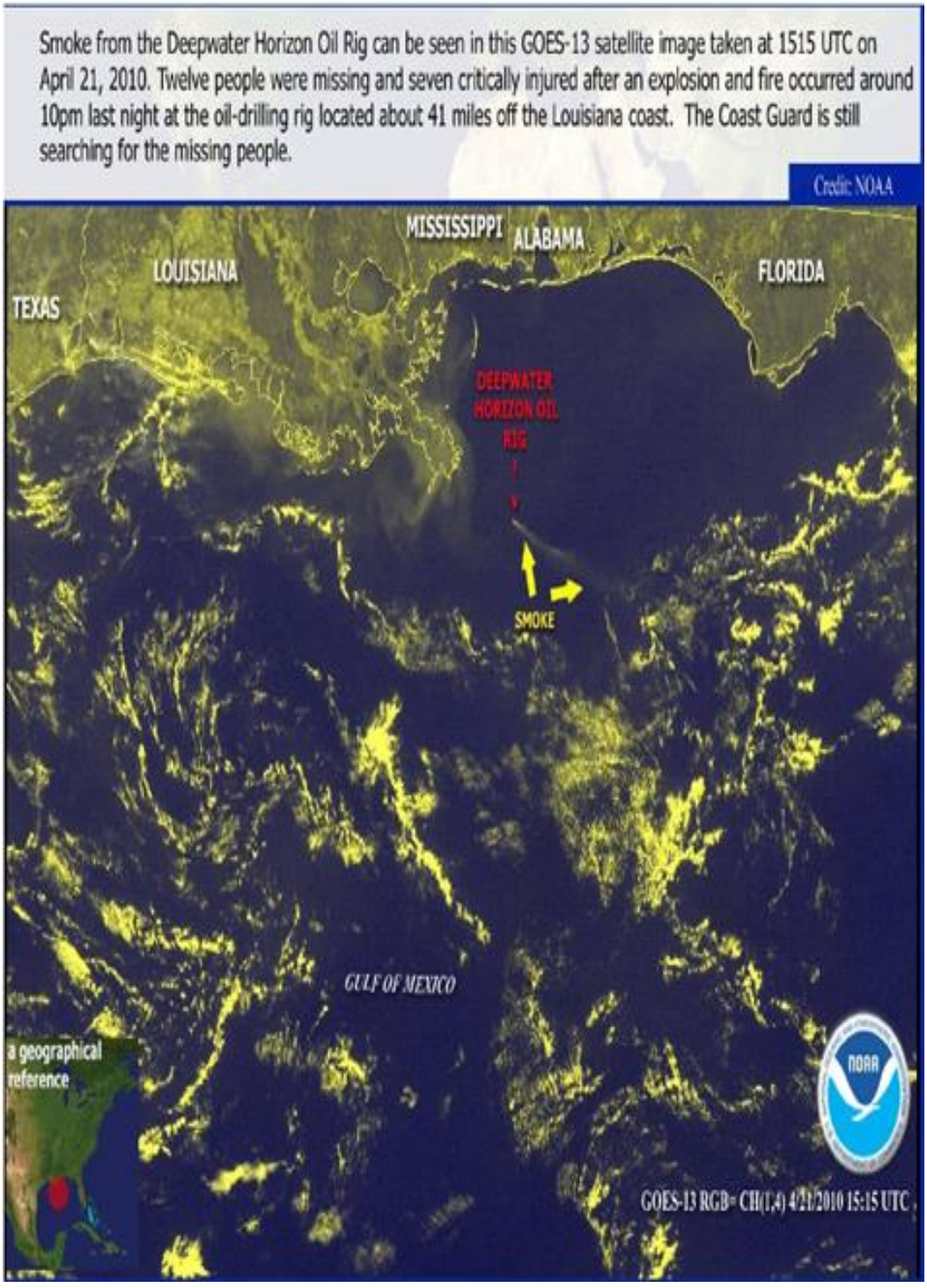
Upper picture is a sister rig, the Nautilus, being transported on a Heavy-lift vessel. Down, you can see the Deep Water Horizon on location in better days.

Day 1

The first picture is taken shortly after the rig caught caught fire. The mastil is still there. The fight against fire begin and continue during all the night.

Day 1

The first picture is taken from about 10 miles away, dawn of Day 1. Support vessels are using their firefighting gear to cool the rig, but the list of the rig is pronounced about noon day.



From Satellite overhead

DAY 2 (early morning)

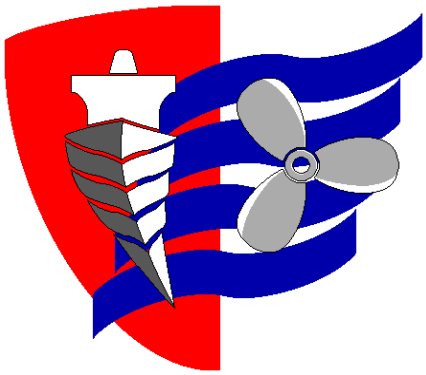
In the first picture you can note the hole burned through the aluminium helideck. In second one you can check that list is increasing very much.

Day 2 (afternoon)

Day 2 afternoon, the rig falls down before disappearing completely.

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

7.3- ANEXO

7.3- Recomendaciones OLF.

Rec no	OLF recommendations on prevention – operational/technical	Action by	Section
1	Norsok D-010 should be updated to include the term "critical cement job". A requirement for independent design verification of "critical cement jobs" should also be introduced. This verification can be performed by either an independent in-house department or an external third party.	Norsok D-010 review team	2.1.1 b
2	Norsok D-010 should furthermore require that cement and casing design for slurries placed across hydrocarbon zones be verified in cementing company labs prior to use. For critical slurry designs, such as those containing foam cement or gas block additives, the slurry design, slurry properties, waiting on cement times and cementing plan should be independently verified. This verification can be performed by either an independent in-house department or an external third party.	Norsok D-010 review team	2.1.1 c
3	a) Norsok D-010 should be updated to define the requirements related to inflow (negative) pressure testing clearly. b) Well programmes should provide a detailed procedure and acceptance criteria for all inflow tests. Inflow tests should be conducted in a controlled manner with detailed procedures which have been approved by an authorised person, and accompanied by a demonstrated risk analysis. This should be covered in Norsok D-010.	Norsok D-010 review team	2.1.3 a and b
4	Norsok D-010 should be further clarified to state that, when changing out the fluid barrier element while the remaining barrier consists of untested cement or mechanical plugs, all displacement to a lighter underbalanced fluid should be done with a closed BOP and through the choke and kill lines.	Norsok D-010 review team	2.1.4 b
5	Norsok D-010 should be updated to include descriptive values for full/partial/seepage and static/dynamic fluid losses so that deviations in return flow can be reported using a common frame of reference. Such data can be used to generate acceptable downhole loss rates for specific fields.	Norsok D-010 review team	2.1.4 c

6	OLF recommends that operators and contractors develop simple solutions for well control automation which are reliable and driller-friendly.	NCS operators/drilling contractors	2.1.4 d
7	OLF recommends that well control bridging documents be prepared for all future drilling operations. (OLF issued this recommendation to Norwegian operators and contractors in January 2011. It has also been referred to the Norsok D-010 revision committee.)	Norsok D-010 review team	2.1.5 b and 2.1.8 d
8	a) Norsok D-001 should be updated to identify the diverter system as a safety system designed to handle gas in the riser above the BOP, and to eliminate the possibility of a gas cloud being released over the rig. The use of the diverter in such circumstances should ensure that all explosive hydrocarbons are released in a safe area to the side and ideally downwind of the rig. b) To eliminate the possibility of overloading the mud gas separator (MGS), Norsok D-001 should be updated to prevent any connection between the diverter system and the MGS. However, a connection from the downstream end of the choke manifold to the MGS is permitted.	Norsok D-001 review team	2.1.6 a and b
9	The need for more practice with well control emergencies is recognised. Norsok D-010 should be updated to include requirements for routine well control exercises, specifically in the areas of: - spacing out and centralising pipe prior to shearing and disconnecting - diverter line-up to overboard lines - well control exercises to be conducted (scope, frequency, acceptance, etc). See also sections 2.1.5 and 2.3.4.	Norsok D-010 review team	2.1.8 c
10	Norsok D-010 should specify and require periodic testing of emergency subsea well control activation systems, with due regard to operational activities.	Norsok D-010 review team	2.1.8 e
11	Norsok D-001 and D-010 should include more explicit requirements for primary and back-up BOP control systems, their ability to perform in emergencies and testing of them.	Norsok D-001 and D-010 review teams	2.1.8 f
12	Norsok D-001 should contain a requirement for activating BOP functions via ROV intervention. This will facilitate external activation of BOP elements or release functions should all other systems fail. It is recognised that a BOP ram may not be closed fast enough by an ROV to seal off a flowing well.	Norsok D-001 review team	2.1.8 g
13	Operators should conduct a risk assessment to determine the optimum BOP configuration for each well, utilising the latest BOP reliability, performance and assessment data, the design of the well to be drilled, and the rig in use. The findings should be recorded in the well control bridging document.	NCS operators	2.1.8 h

14	OLF recommends that the industry supports further work on BOP reliability to be coordinated by the WEC, where OLF is represented.	NCS operators and OLF	2.1.8 i
15	Norsok D-001 should be updated to ensure that subsea wellhead casing/tubing hangers are locked down on all strings in contact with hydrocarbon-bearing zones.	Norsok D-010 review team	2.1.9
16	OLF recommends that NCS operators and drilling contractors review and utilise the OLF well integrity guidelines for all aspects of well planning and execution.	NCS operators and drilling contractors	2.2
Rec no	**OLF recommendations on prevention – management**	**Action by**	**Section**
17	OLF will assess the OGP's work on process safety and key performance indicators related to asset integrity and major accident risk.	OLF	2.3.1
18	OLF recommends that the findings from the PSA assessment [Ref 8] should be reviewed by NCS operators and drilling contractors.	NCS operators and drilling contractors	2.3.1
19	A recommendation on management of change (MOC) should be implemented in Norsok D-010 as follows: a) An MOC procedure covering the well life cycle should be included in the operator's management system steering documentation. The MOC procedure should describe the processes used to assess risk and to mitigate, authorise and document material changes to previously approved information or procedures. Material changes subject to an MOC process include, but are not limited to, the following: - changes in surface and downhole well control equipment - changes that impact well barriers - change in well type (eg, producer to injector) - changes in procedures - changes in rig or contractor well control equipment while on hire to an operator -changes of key personnel. b) An MOC procedure covering the following elements of rig systems and key personnel should be included in the drilling contractor's management system steering documentation. The MOC procedure should describe the processes used to manage, maintain, modify, risk analyse, authorise and document material changes to rig systems and procedures. Elements subject to an MOC process include, but are not limited to, the following: - safety critical systems - changes of key personnel - changes in procedures - changes in the contractor's well control equipment while on hire to an operator	Norsok D-010 review team	2.3.2 a and b

20	OLF recommends that operators and contractors review their well management system (WMS) to the relevant extent in order to ensure that well design and planning will reduce operational risks to ALARP.	NCS operators and drilling contractors	2.3.3
21	OLF recommends that operators on the NCS should exchange experiences related to operational barriers.	OLF	2.3.3
22	OLF recommends the inclusion of a requirement in Norsok D-010 for setting either pass/fail criteria or assessment KPIs for all key well control and safety exercises.	Norsok D 010 review team	2.3.4
23	OLF recommends that operators consider the use of independent verification for high-risk areas, through the identification of critical well design elements or activities. The requirements for independent verification should be described in the well management system, and can be performed by either an independent in-house department or an external third party. See section 2.3.3.	NCS operators	2.3.5
24	OLF recommends that a system for the verification and documentation of safety critical points in the well is developed. OLF will work with the WEC to establish a common industry practice with efficient workflow management.	NCS operators and OLF	2.3.5
25	OLF will progress alignment of well incident reporting with future WEC recommendations.	NCS operators and OLF	2.3.6
26	OLF recommends that operational tools (eg, well barrier schematics) should be developed by NCS operators to provide the various well-site crew members with simple visual aids, including descriptions of monitoring methods for each defined barrier element.	NCS operators and contractors	2.3.7
27	OLF recommends that formal risk assessments should be implemented by operators and drilling contractors when Simops are planned, and where one activity could affect the safety barriers intended to prevent incidents in the other activity.	NCS operators and contractors	2.3.7
28	OLF will follow up further development of expertise guidelines for well personnel through the OGP WEC HF (Human factors) task force. This will require careful study and adjustment to accommodate Norwegian vocational education and training systems in delivering the best solution for Norway.	NCS operators and OLF	2.3.8
29	OLF recommends that the industry gives consideration to introducing CRM or similar scenario-based team behaviour training for well-site and support personnel.!	NCS operators and contractors	2.3.9
30	OLF recommends that training and emergency exercises should involve the wider rig-site crew and also, where appropriate back-up staff and management on land. Operators should ensure exercises are based both on common accidents and on higher-impact, low-probability events.	NCS drilling contractors and operators	2.4

Rec no	OLF recommendations on capping and containment	Action by	
31	OLF recommends on-going support for the SWRP as planned.	NCS operators	3.2.5
32	OLF supports the development of options for containment.	SWRP	3.2.5
33	OLF supports opportunities for non-participants to gain access to the equipment.	SWRP	3.2.5
34	OLF recommends that Norsok D-010 should require an outline plan and procedure for capping and shut-in of a flowing subsea well, in which the operator demonstrates how to access and install equipment to shut in the well within a reasonable time.	Norsok D-010 review team	3.2.6

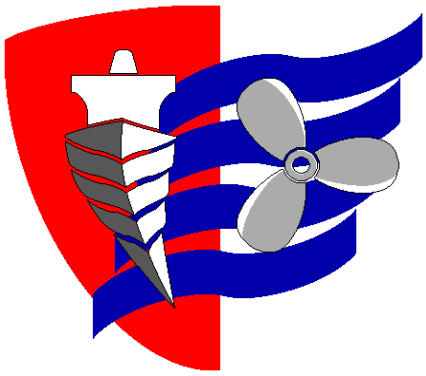
Rec no	OLF recommendations on incident response	Action by	
35	OLF will continue working closely with the Norwegian Coastal Administration to make a case for implementing the principles of unified command for incidents of national significance on the NCS.	OLF	4.1.3
36	Implement a new strategy with measures to strengthen the capability and robustness of oil spill response.	NOFO	4.3.1
37	The development of cooperative agreements on oil spill response between North Sea oil producing countries is being pursued via the Operators' Cooperative Emergency Services (OCES)	NOFO	4.3.1
38	NOFO should join the global response network.	NOFO	4.3.1
39	NOFO should continue to facilitate expanded/increased use of dispersants in the operators' emergency preparedness plans and in conjunction with the subsea well response project.	NOFO	4.3.1
40	NOFO should support the Norwegian Coastal Administration in taking the lead on evaluating in-situ oil burning as a supplementary clean-up method.	NOFO	4.3.1
41	NOFO should implement the Norwegian version of the incident command system (enhetlig ledelse system – ELS) and develop an emergency response centre based on this.	NOFO	4.3.1
42	OLF recommends that all operators and contractors which may require emergency response offshore should ensure that the following are implemented as part of their emergency preparedness planning process. ' •!Clear!responsibilities!in!emergency!response!plans! The emergency response plans should clearly indicate who is responsible for occupational health measurements, risk assessment, health examinations and health follow-up. This must be implemented for accidents where directly employed personnel, other active personnel or third parties are exposed to chemicals with potential health hazards. Operators must also develop uniform systems for measurements, health examinations and	NCS operators and NOFO	4.4

	follow up. • Access to the right expertise Provide access to qualified personnel who can implement occupational hygiene measurements, risk assessments and health examinations, where relevant. Ensure also that necessary measurement equipment is available. • Relevant education and training Personnel who take part in oil spill response activities or accidents which lead to chemical exposure must be educated about potential health hazards, and how to protect themselves against hazards. Information packages should be prepared for use as HSE awareness topics on the facilities. • Access to adequate protective equipment Emphasis in the various exposure scenarios is placed on identifying adequate PPE, including respiratory protection, skin protection and any other gear. This equipment must be readily available for use during campaigns.		
43	OLF recommends that the following be implemented or provided during an incident as an integral part of emergency response plans. • Implement exposure measurements and risk assessment Exposure measurements must be made quickly and preferably continuously, by qualified personnel, so that necessary risk assessment can be carried out and personnel can be equipped with adequate protective gear. This will form the foundation for providing affected parties with rapid and precise information. An evaluation should also be made of whether biological exposure data should be obtained. • Provide access to adequate protective equipment Based on plans and risk assessments, ensure that correct protective equipment is used. For vessels used in oil spill response, it is recommended that active coal filters are available and used in the fresh air intake for ventilation air.' ' • Ensure rapid and precise information Rapid and precise communication of information about potential chemical exposure and any ensuing health effects. This is important both for the personnel involved, and in relation to other affected parties. Reliable scientific information should be emphasised. Information will reduce uncertainty and can help prevent stress reactions.	NCS operators and NOFO	4.4

44	OLF recommends that the following actions should be implemented after an incident for follow-up of involved personnel: • Ensure that the exposure is documented It is important that all information about possible exposure is retained with an eye to possible delayed effects, and for learning and research purposes. • Ensure necessary monitoring and follow-up of health Emphasis is placed on systematic gathering and subsequent evaluation of necessary health information, where this is considered appropriate. In the event of major accidents involving the exposure of many people, it is recommended that a systematic health monitoring and follow-up programme be implemented by qualified professionals over an extended period.	NCS operators and NOFO	4.4
45	OLF will continue to follow up the results of relevant research programmes, including work packages by API with SINTEF as one of the contributors.	OLF	5.5

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

7.4- ANEXO

7.4- Check –list.

Ya se ha señalado la importancia de los check-list en el trabajo diario a bordo de barcos de posicionamiento dinámico. A continuación, muestro algunos ejemplos de los principales tipos :

- Check-list para entrar en áreas a menos de 500mtrs. del lugar de trabajo
- Check-list de cambio de guardia de máquinas
- Check-list solicitado por plataforma para autorizar acercarse a ella.

Aunque hay muchísimos más, estos tres tipos servirán para hacernos una idea .

7.4.1- Check-list Pre – DP (para entrar e 500 mtrs. en área de trabajo)

DP CHL. 05:ENGINE ROOM CHECK LIST PRE-DP & Arr. 500 m. ZONE.

	OCV Boa Deep C	Diesel	Boost	Electric
1	What operation mode is selected?			
-		DP II	DP III	
2	What DP mode is required (Note: preparation always for DP III)			
-		OK	NO	N/A
-				
3 3.1	**FUEL OIL TANKS** Are Service Tanks at sufficient level			
3.2	Are Settling Tanks at sufficient level			
3.3	Is Fuel Oil Tank Checked for Sufficient Fuel (Supply if Transfer Pump in auto)			
3.4	Has fuel oil service and settling tanks been checked for water			
3.5	Has Fuel Oil Tank for Emergency Generator Been Checked			
4 4.1	**LUBRICATING OIL SYSTEM** Is Main Engine Sump Level OK			
4.2	Is LO Pressure OK			
5 5.1	**COOLING WATER SYSTEM** Is cooling water systems regulating temperature OK			
5.2	Is Sea Water systems operating OK			
5.3	Is sea Water temp controlled circuits where applicable OK			
5.4	Is Fresh Water Pressure OK			
5.5	Is Fresh Water Expansion Tanks Level OK			
6 6.1	**DIESEL GENERATORS** Diesel generators in ST-BY			
6.2	Power Generators Is Generator No. 1 OK			
6.3	Is Generator No. 2 OK			
6.4	Is Generator No. 3 OK			
6.5	Is Generator No.4 OK			
6.6	Is Shaft Generator No. 1 OK			
6.7	Is Shaft Generator No. 2 OK			
7 7.1	**VISUAL CHECK OF EACH ENGINE** "Walk around checks performed"			
8 8.1	**POWER MANAGEMENT SYSTEM AND IAS** Testing for Start / Stand by Generator. St.By generators started and ran for at least 20-30 min once a day when in st-by			
8.2	Check for no communication fault in IAS system			
8.3	Check alarm status for vital machinery and auxiliary systems			
8.2	Load sharing functioning properly			
9 9.1	**MANEOUVRING CHANGEOVER** Bridge – Control Room – Bridge Tested			
10 10.1	**BRIDGE – ENGINE CONTROL ROOM COMMUNICATION** Telephone tested			
10.2	UHF tested			
11 11.1	**SWITCHBOARDS** No Earth Fault Indication			
11.2	All 230V / 450 V Transformers bus bars closed			
11.3	Engine Room 24 V Battery Supply Voltage both sides OK			
11.4	Bridge Battery Supply + Emergency bridge battery OK			
11.5	Emergency Generator Set to Auto Start			
11.6	Bus bar 6.6 kV open			
11.7	Bus bar 690 V open			
11.8	Bus bar 450 V open			
11.9	Bus bar 230 V open			

11.10	110 V supply for HV switchboard both sides OK						
11.11	UPS's working OK						
12 **12.1**	**COMPRESSED AIR** All compressors Ready for Use						
12.2	Compressors in Auto Start						
12.3	Starting Air Pressure OK						
13 **13.1**	**THRUSTERS** Hydraulic Header Tank Level OK						
13.2	Hydraulic Pumps azimuth in Stand By / Start						
14 **13.1**	**MAIN PROPULSION SYSTEMS** Is gear oil sump level OK						
14.2	Is gear and OD box functioning properly.						
14.3	Is booster motors ready and available						
15	**ISOLATION VALVES BETWEEN ENGINE ROOMS** All valves as per separate check list closed for DP III ops.						
16	All water tight sliding doors, aft thruster room doors, shaft tunnel hatches and fire door to azimuth closed						
17	Test of fire door between engine room and office for proper working.						
18	**IS BRIDGE INFORMED OF ENG.ROOM CHECK LIST COMPLETED?**						

Date/Time:	Place	Sign

VALVE CHECK LIST “BOA DEEP C”

This check list is a part of engine check list for commencing DP operations

The following valves are to be closed before and under dyn.pos. operations.

SEA WATER SYSTEM

721-07			SW Crossover channel	
721-08			SW Crossover channel	
721-96	721-323	LYNG/MAN	SW Cooling emerg main engines	
721-97	721-324	LYNG/MAN	SW Cooling emerg aux engines	

LUBE. OIL TRANSFER SYSTEM

710-151		LYNG	Hydraulic Oil transfer	

FO SUPPLY SYSTEM

700-118	700-240	LYNG/MAN		
700-119	700-241	LYNG/MAN		
700-120	700-242	LYNG/MAN		
700-121	700-243	LYNG/MAN		
700-122	700-244	LYNG/MAN		
700-123	700-245	LYNG/MAN		
700-124	700-246	LYNG/MAN		
700-125	700-247	LYNG/MAN		
700-112	700-248	LYNG/MAN		

STARTING AIR SYSTEM

731-77		MAN	Emerg. Supply for quick closing valves	
731-17		MAN		
731-18	731-51	LYNG/MAN	Emerg. Feeding Starting air ME	
731-19	731-52	LYNG/MAN	Emerg. Feeding Starting air AE	
731-20	731-53	LYNG/MAN	Emerg. Feeding from starting air compressor	

7.4.2- Check-list cambio de guardia en DP.

DP WATCH HANDOVER CHECK-LIST ENGINE

If yes is ticked off, give remark with reference to item number in remark field.

NO	DESCRIPTION	Yes	No
1	Has there been any changes in vital machinery for positioning and safety since last change of watch.	☐	☐
2	Any special operation ongoing that require special attention	☐	☐
4	Permit to work updated and status checked.	☐	☐
5	Work ongoing affecting operation of stand-by equipment for propulsion or safety	☐	☐
6	Any anomaly observed on PMS, IAS or propulsion control or supply sources	☐	☐
7	Has generators in stand-by been ran since last watch change over	☐	☐
8	Incinerator running, and/or any restriction of use (inside 500 m zone etc.)	☐	☐
9	Other comments / information	☐	☐
1 0	Last routine inspection in machinery rooms performed when	_____	

REMARKS:	

_____ On duty

_____ Off duty

7.4.3- Check – list Plataforma.

MAERSK OIL NORTH SEA UK LIMITED

Janice A — Installation Data Card

FIELD INFORMATION

Lat: 56° 23′ 52.55″ North
Lon: 02° 15′ 00.21″ East
UKCS Block 30/17a
Water Depth 80m

COMMUNICATIONS

Control Room
Tel: 01224 856731
Fax: 01224 856701
email: janbargemaster@maerskoil.co.uk

Inmarsat
Tel: 00871323477210

Maersk Oil North Sea UK Ltd
Reception (24 hours)
Tel: 01224 242000

Offshore VHF / UHF :-
Control Room - Monitoring VHF ch.16, 72&73 & UHF
Deck / Crane / Marine Control / Standby Vessel VHF ch.73

Air Traffic :-
Band : I
Log Frequency : 126.800
Traffic Frequency : 122.775

CRANE DETAILS

STBD Fwd : 1 x Leibherr BOS 50/1500 Pedestal Crane (aux hoist 15t 14m - 50m radius)
Port : 1 x Leibherr BOS 50/1500 Pedestal Crane (15.5t @ 46m radius) (50t @ 20m radius)

CARGO HOSE DETAILS

Diesel :-	Port Side Midships 4″ Avery Hardoll
	Stbd Side Fwd 4″ Avery Hardoll
Potable Water :-	Port Side Midships 4″ Weco
	Stbd Side Fwd 4″ Weco

ARRIVAL PROCEDURE

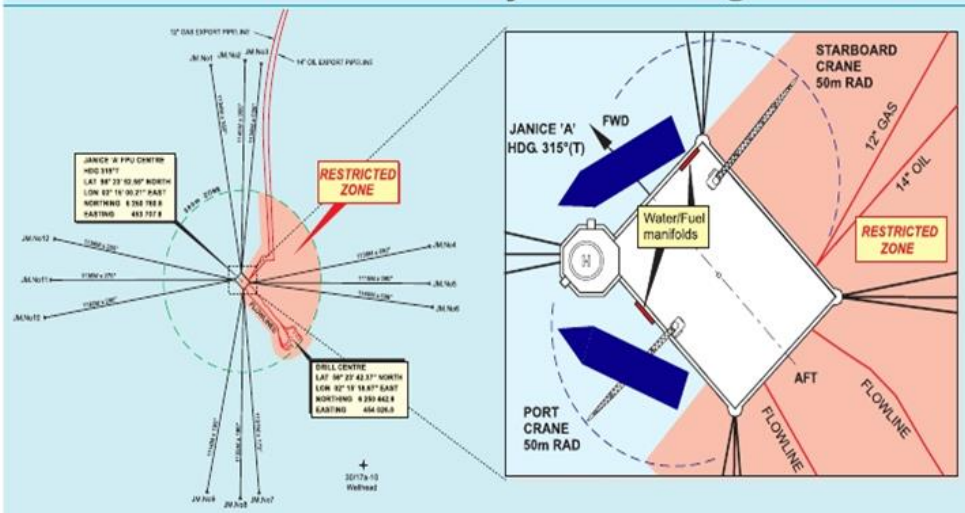
1) Call Janice on VHF channel 73
2) Janice will advise / assign Radio Working Channels
3) All Vessels must request permission to enter 500m Zone
4) All Vessels must conduct Pre-Entry checks before entering 500m Zone (see overleaf)
5) All Cargo operations shall be conducted in accordance with "Guidelines for the Safe Management of Offshore Supply & Anchorhandling Operations (N.W. European Area)"
6) Confirm vessel can work safely in present weather conditions
7) Confirm crew understand cargo discharge backload plan
8) Advise Janice of any lifts exceeding 8 tonnes
9) Exchange details of Dangerous Goods transfers

Observe the Janice Supply Vessel Restricted Zone *(see overleaf)*

J. Martin August 2006 F2014.fh10

MAERSK OIL NORTH SEA UK LIMITED

Janice Field Layout Drawing



Pre 500m Zone Entry Checks

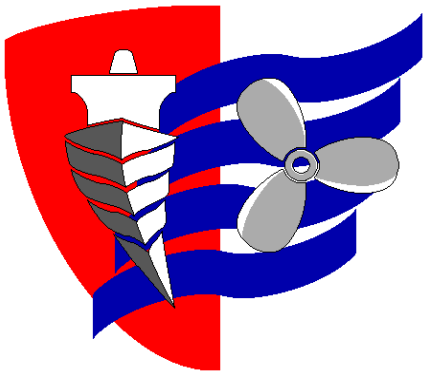
(to be undertaken & completed in conjunction with Janice Control Room)

	CHECKS TO BE CARRIED OUT BEFORE ENTERING 500m SAFETY ZONE	Status Yes / No		Comments
1)	Sea/weather conditions acceptable for a safe operation			
2)	Limitations due to sea/weather condition			
3)	Safe direction of approach towards installation evaluated			
4)	Bridge and Engine room manned in accordance with requirements			
5)	Communication established			
6)	No hot work/smoking on deck within 500m zone			
7)	Auto Pilot off			
8)	All manoeuvring and steering gear systems tested including changeover between control positions and manoeuvring modes.			
9)	Emergency manoeuvring system tested			
10)	Working side confirmed with installation			
11)	Load operations (cargo, bulk, fluid) confirmed with installation			
12)	Installation to confirm readiness for vessel arrival and operation (inclusive no overboard discharge)			
13)	Manoeuvring mode during the operation to be agreed. If DP mode DP checklist to be used in addition.			
14)	On-going and/or planned activities within 500m zone confirmed between installation, vessel and ERRV (if in attendance)			
15)	Permission for entering the safety zone obtained			Date / / Time : hrs

	CHECKS TO BE CARRIED OUT BEFORE DEPARTING 500m SAFETY ZONE	Status Yes / No		Comments
1)	Vessel to be manoeuvred well clear of Installation before changing mode			
2)	All controls set to neutral position before changing mode			

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Máster

7.5- ANEXO

7.5.1 Sistema de gestión HSEQ , Boa Group AS.

1 Objectives and policies 123
2 Definitions and abbreviations 123
3 Description 123
3.1 Permit to work 123
3.2 Flow diagram of the Permit To Work Process 124
3.3 Explanation of the flow diagram: 125
3.4 Target group and area of application 126
3.5 Responsibilities and authority 127
3.6 Documentation 128
3.7 Duration of the permit 128
3.8 Actions in case of unplanned interruptions of the work 128
4 References 129
4.1 Standards 129
4.2 HSEQ Management System documents 129
4.3 Other references 129
Document History **..... 129**

Objectives and policies

The Company shall ensure that all operations are executed safely with no unacceptable risk to personnel, environment or assets.

The objectives shall *inter alia* be achieved by establishing an efficient Permit To Work system for operations identified to represent special risks if not adequate risk reducing measures are implemented. A work permit shall be approved by the Vessel Management, activated by appropriate Bridge Duty Officers and followed up by Area supervisors.

Definitions and abbreviations

PTW	Permit To Work
SJA	Safe Job Analysis
IC	Isolation Certificate
PROC	Procedures
RA	Risk Assessment

Description

1.1 Permit to work

A PTW is an approved and signed document that authorizes certain people to carry out specific work, at a certain time and which sets out the main precautions needed to complete the job safely. The PTW is an operational safety barrier to protect against undesired incidents.

Through the PTW-system you make sure that normal safety barriers are not taken out of service or become un-operational unless compensating measures are put in place. The PTW-system shall also ensure that necessary and adequate safety and

operational preparations are carried out in advance to authorize the start and execution of the work.

The PTW-system will also ensure that simultaneous activities on the Vessel are coordinated with regards to interfaces and to avoid escalation of incidents.

1.2 Flow diagram of the Permit To Work Process

PROCESS	POINTS REQUIRED	RESPONSIBLE PERSONS
Planning of the work	❑ Plan the work step by step ❑ Prepare the SJA at worksite with all involved in the operation ❑ Evaluate if Isolation Certificate is required ❑ Complete the PTW/SJA	Performing worker(s) and Area Supervisor
Approval of the work	❑ Quality-check of PTW and SJA ❑ Add other requirements if necessary ❑ Check that work don`t affect any other operations ❑ Approve and sign	Vessel Management (Master, Chief Officer & Chief Engineer)
Preparations and activation	❑ Perform Pre job talk/ Toolbox talk ❑ Prepare equipment, area for work and Isolation ❑ Perform safety preperations according to SJA/PTW/IC ❑Required personnel approves by Signature ❑ Officer on duty check that the work don`t affect any other operation , and set the PTW as active ❑ Performing worker(s) post copies of the PTW/SJA/IC at required posistions including worksite.	Performing worker(s) and required personnel Bridge Duty Officer
Execution of the work	❑ Perform the job according to the plan ❑ Follows up the safety requirements ❑ Area Supervisor inspect worksite ❑ Stop the work if necessary	Performing worker(s) Area Supervisor
Completion and reinstatement	❑ Make sure that the work is completed ❑ Cleans up and cleares the work-location ❑ Get work and worklocation approved by Area Supervisor. ❑ Isolation responsible reinstall and tests isolated equipment, and make sure it`s functional again. ❑ Collect all copies of PTW/SJA/IC and bring it to bridge ❑ Have a debriefing with involved personnel. Forward lessons learned to Officer on duty. ❑ Officer on duty check that PTW/SJA/IC is signed off and that all copies are collected. Reinstall safety systems, and files PTW as completed. Record lessons learned for improvement of PROC.	Performing worker(s) Area Supervisor and required personnel Bridge Duty Officer
Experience transfer and lessons learned	❑ Review lessons learned, and add sugestions for improvement to the weekly safety and operational report ❑ Spot checks of PTW/SJA/IC	Vessel Management

1.3 Explanation of the flow diagram:

Planning of the work: Make a good SJA at the worksite with all involved in the operation. This is to make sure that everybody understand the process, and that all hazards are taken into consideration. If an Isolation comes out as a result from the SJA, required personnel should be contacted by the Area Supervisor to make sure that the Isolation can be performed by personnel skilled to do so (Engine Department)

Approval of the work: For planned work a daily PTW meeting should be kept by the Vessel Management where the charterer's representative is present to coordinate the different work being performed. The approvals of the planned work should be done in this meeting, so all planned PTWs and SJAs must be delivered 1 hour in advance. The quality-check of the SJA is to make sure that all hazards are taken into consideration, and that the papers prepared are according to BOA requirements.

For work that needs to be approved between these meetings, the Master/Chief Officer/ Chief Engineer should be contacted directly for approval of the PTW. However, the Master can delegate this task during night-time to the Bridge and Engine duty Officer. It is required that the duty Officers shall have full control of ongoing and planned PTWs when taking over the watch. If any doubts the Vessel Management shall be contacted. The work should not be started until the PTW has been activated by the Bridge Duty Officer.

Preparations and activation: When the approval is given the pre job meeting/toolbox should be arranged, followed by safety and operation preparations including isolation by required personnel (Mechanical and (or) Electrical). The activation of the permit to work is done by the Officer on duty, and gives the bridge a full overview of the ongoing work.

Execution of the work: Performing workers follow the steps in the SJA, and make sure that the work is performed safely according to the plan. Area Supervisor should inspect the worksite during the operation to make sure everything is done according to the plan. Stop the work if necessary.

Completion and reinstatement: Performing workers complete the job, clean up and clear the work location and get this approved by Area Supervisor. Isolation responsible reinstall the equipment, and makes sure that it's fully functional again. A debriefing with all involved personnel must be carried out, and lessons learned should be handed over to the Bridge Duty Officer who will record this, and RAs/SJAs should be updated.

Experience transfer and lessons learned: The Vessel Management shall review the lessons learned and add suggestions for improvement to the "Weekly Safety and Operational Report" which is sent to the Head Office. This is to continuously improve our work being performed, and improve/make standard procedures for work being performed on our vessels. Contribution on this level is important to reach our goal in continuous improvement of our HSEQ system.

1.4 Target group and area of application

A Permit To Work shall be used for operations representing special risks which may be minimized through the use of special precautions related to

- Work procedures
- Use of PPE
- Monitoring of conditions at the work place, before and during operation
- Coordination with concurrent operations
- Isolation of work area from surroundings
- If relevant, introducing additional risk reducing measures

The Permit To Work system shall be applied on all the Company's manned vessels.

PTW shall be used for, but not limited to, the following operations:

- Hot work
    - Work involving sources of ignition or temperatures sufficiently high to cause ignition of a flammable gas mixture.
- Entry of enclosed spaces
- Working in enclosed or confined space where the atmosphere may contain explosive or toxic gases or may be deficient in oxygen, thus having an adverse effect of a person's health. Examples of such spaces are cargo, ballast, bunker or fresh water tanks, double bottoms, cofferdams etc.
- Working aloft
    - Work on superstructures, masts and in cargo spaces where the height is more than 2 metres over floor/deck or similar even levels
- Working above sea
    - Works on the ship side or in the moonpool
    - MOB boat function required
- Work involving High Voltage
    - 1000 volts and higher
- Cold work
    - Work which might represent a risk to health/life, property or environment, and which are not covered by any of the other groups. The identification of activities requiring a cold work or "General" PTW is the responsibility of the department managers onboard and shall be confirmed by the Master.

The PTW system shall NOT be limited to operations performed by BOA personnel, but for all operations involving the vessel by any personnel, including charterer, clients, personnel from yards and service personnel (3rd party)

1.5 Responsibilities and authority

- **The Vessel Management(Master, Chief Officer ,Chief Engineer):** Shall approve the PTW after ensuring that appropriate precautions/routines have been decided so that simultaneous activities and interfaces could be coordinated, and that incidents in one activity do not escalate due to other simultaneous operations. This should be done in a daily PTW meeting that should be arranged each day taking into consideration planned work for the next 24 hours. The PTW/SJA for the planned jobs must be delivered 1 hour in advance of this meeting. For jobs coming up between these meetings the Master , Chief Officer or Chief Engineer must be contacted directly. However the Master can delegate this task during night-time to the Bridge and Engine Duty Officer.
  The lessons learned from debriefing which is recorded by the Bridge Duty Officer must be reviewed by the Master weekly. Suggestions for improvement should be added into the weekly safety and operational report that is sent to the Main Office.
- **The Bridge Duty Officer:** Shall activate the PTW after reviewing that the PTW,SJA and IC have signatures as required, and that the work will not affect any other operation causing an unsafe situation. Maintain control of the active permits, and withdraw PTW if required by safety or operational matters.

  After confirmation by the area responsible of the completion of the work, and after all copies of PTW/SJA/IC has been returned, the PTW shall be terminated and signed. Lesson learned from the required debriefing shall be recorded by the Bridge Duty Officer,
- **The Department Manager appoints an area supervisor for the work location such as Bosun or Deck Foreman on deck, and 1st Eng. or 2nd Eng in Engine.**
- **The Area Supervisor:** Shall confirm through a SJA that it is safe to execute the planned work at the work site prior to start of the work based on thorough checks at the specific work location together with a skilled worker from the group of personnel executing the work. The area supervisor shall have a complete knowledge of activities and systems active in the work area, and shall manage the system for isolation and tag-out/lock-out, as well as reactivating systems after end of work. He shall maintain control of all activities in the area, ensure that the work is performed in accordance with the PTW/SJA and inspect the worksite during operation. When the job is finished he shall inspect the worksite to ensure that the job is satisfactory completed and that the worksite has been cleaned and secured. In addition he shall ensure that any isolation that has been performed is being reinstalled and tested.
- **The parties/personnel executing the work**: Shall have the necessary skills to carry out the specific work activity. They shall carry out safety precautions specified in the SJA, and otherwise make all the necessary preparations for the work including ensuring that suitable tools are available at the work site. Together with the Area Supervisor ensure that it

is safe to carry out the work, and carry out the work in accordance with the requirements given in the PTW/SJA and relevant procedures for the work. When the work is completed a debriefing with all involved should be carried out, and all lessons learned handed over to the Bridge Duty Officer for recording.

- **The Fire Guard:** Shall carry out safety precautions specified in the SJA, and checklist/procedure for Fireguards. He shall not take active part of the work being performed, and always be present on the work location.
- **The Safety Guard during entry of enclosed space:** Shall carry out safety precautions specified in the SJA, and checklist/procedure for Safety Guard during entry of enclosed space. He shall not take active part of the work being performed, and always be present at the entrance to the work location.
- **The Safety Guard during work above sea: :** Shall carry out safety precautions associated with the SJA, and checklist/procedure for Safety Guards during work above sea. He shall not take active part of the work being performed, and always be present near the work location with full overview of everyone involved..

1.6 Documentation

For a Permit To Work the standard Company PTW forms shall be used, and all fields relevant to the actual work shall be filled in. The completed and approved Company Work Permit form is to be retained on board for a period of **twenty four months**.

Permits to work shall be readily available at the bridge, at required bulletin boards and a copy shall be visible at the work location for as long as the work goes on and the PTW is valid . **To carry the permit in your pocket is not satisfactory since the PTW is not visible for others working in the same area.** The PTW should be kept in a safe way, and protected as much as possible from rough environments (like on deck) with sufficient protection as a plastic folder or similar. A magnet is preferred when posting it on the worksite, but tape or/and straps could also be used if it will keep the PTW stationary during the whole process.

1.7 Duration of the permit

Permits shall only be activated for a period sufficient to complete the task stated and must not be validated for excessive time intervals. Under no circumstances are they to be issued for periods of more than 12 hrs. If the job goes beyond the shift for the involved personnel, a new PTW has to be issued.

Actions in case of unplanned interruptions of the work

Secure the worksite before leaving the area.

Before resuming work after an unplanned interruption the area supervisor shall consider if the SJA is still appropriate. If not, the SJA shall be revised and the PTW reactivated. Even if the SJA is still considered to be valid, a reactivation is necessary

if the work can't be finished within the time limit specified in the PTW. The Bridge Duty Officer must reactivate the permit.

References

1.8 Standards

1.9 HSEQ Management System documents

References:	

07.01.014-FLT-MAN	Hot Work
07.01.010-FLT-MAN	Entry of enclosed spaces
07.01.012-FLT-MAN	Working aloft
07.01.011-FLT-MAN	Working overboard
07.01.013(HEARING)	Working with High Voltage
07.01.015(ONGOING)	General Permit to Work
07.01.001-CMP-FCL	Form for Risk Assessments and Safe Job Analysis
07.01.003-FLT-FCL	Isolation Certificate - Work Permit forms

1.10 Other references

OLF Guidelines for Permit to Work

Document History

Revised **Present version:**
25.08.2011 - Version: 0.3 - Fredric Johan Overby Document edited

Previous versions:

19.11.2009 - Version: 0.1 - Torgeir Svinning Document created
06.07.2010 - Version: 0.1 - Torgeir Svinning Document created

7.5.2- Ejemplo de SJA (Mantenimiento de compresor de aire de servicio).

SJA title: Tamrotor Service Air compressor Maintenance. SJA Ref No. **077 ENG**	Date: 02/10/2010	Project: Service Air Compressor Maintenance	WP/WO no.: **E230-10**
Short description of the work: Service air compressor maintenance.		Vessel/Facility/Site/Area: **OCV. BOA DEEP C**	
		Checklist for SJA applied: (Yes/No)?	**Number of attachments:**
		Is the total risk acceptable: (Yes/No)?	
Required Personal Protective Equipment: ☐*Hardhat* ☐*Safety shoes* ☐*Safety glasses* ☐*Gloves* ☐*Fall protection* ☐*Work vest* ☐ *Face shield* ☐ *Respirator* ☐ *Hearing protection* ☐*Other:* _____		**Approval**	**Signature**
		Person responsible for SJA	(Req.)
		Area/Operations Mgr.	(Req.)
		Other position	(Opt.)

The risk factor R=PxC where P is the likelihood that an incident may happen and C is the severity of the resulting consequence. Criteria for estimating P and C are given in the Company's Risk Matrix, where you also the relation between the Risk Factor (R) and the Risk Level (H, M, L). The risk matrix also gives the Company's policies as to the effect on the planned work from various risk levels. For risk assessments in general, refer to PR-059.

No	Job sequence/Task	Hazard & Contributing factors	Potential consequence	Risk[1]			Risk reducing actions	Residual risk[2]			
				P	C	R		P	C	R	H,M,L
1	Electrically isolate compressor.	Possibility of starting during maintenance procedures.	Personal injury. Mechanical damage	3	3	9	Electrically isolate machine. Isolation certificate to be filled in.	1	1	1	L
2	Mechanical isolate.	Pressurized system	Personal injury. Mechanical damage	3	3	9	Close air valve. Close Valve between Network and Compressor.	1	2	2	L
3	Replace Oil Filter. Replace Oil Separator	Working with hot pieces. Working with Oil.	Personal injury. Mechanical damage.	3	3	9	Use correct PPE. Use correct tools for the work. Follow instruction manual.	1	2	2	L
4	Replace Air Filters	Possible cutting.	Personal injury. Mechanical damage.	2	2	4	Use correct PPE. Use correct tools for the work.	1	1	1	L

[1] Risk before implementation of risk reducing actions
[2] After implementation of risk reducing actions

The risk factor R=PxC where P is the likelihood that an incident may happen and C is the severity of the resulting consequence. Criteria for estimating P and C are given in the Company's Risk Matrix, where you also the relation between the Risk Factor (R) and the Risk Level (H, M, L). The risk matrix also gives the Company's policies as to the effect on the planned work from various risk levels. For risk assessments in general, refer to PR-059.												
No	**Job sequence/Task**	**Hazard & Contributing factors**	**Potential consequence**	**Risk[1]**			**Risk reducing actions**	**Residual risk[2]**			
				P	**C**	**R**		**P**	**C**	**R**	**H,M,L**
							Follow instruction manual.				
5	Clean cooler.	Inhaling of cooler dust.	Personal injury	2	3	6	Use correct PPE.	1	2	2	L
6	Check and Replace the Intake and Discharge valves.	Incorrect mounting.	Mechanical damage.	3	3	9	Follow instruction manual.	1	2	2	L
7	Change oil.	Incorrect oil. Pollution.	Mechanical damage	2	3	6	Use correct oil (see manual) Place the used oil in a container.	1	2	2	L
8	Remove electrical and mechanical isolate.										
9											
10											
11											
12											
13											
14											
	To add rows, mark this row, right click, and then "Insert Rows".										

The risk factor R=PxC where P is the likelihood that an incident may happen and C is the severity of the resulting consequence. Criteria for estimating P and C are given in the Company's Risk Matrix, where you also the relation between the Risk Factor (R) and the Risk Level (H, M, L). The risk matrix also gives the Company's policies as to the effect on the planned work from various risk levels. For risk assessments in general, refer to PR-059.											
No	Job sequence/Task	Hazard & Contributing factors	Potential consequence	Risk[1]			Risk reducing actions	Residual risk[2]			
				P	C	R		P	C	R	H,M,L
Summary of experience after completion of work:											

Participants List

SJA Title: Sperre starting air compressor service. Date: SJA-responsible: 024ENG				Signatures when changing personnel etc.			
Name (Block letters)	Discipline	Date	Signature	Name (Block letters)	Discipline	Date	Signature

No.	**Checklist for SJA No.: 024 ENG** **SJA title: Sperre starting air compressor service.**	Yes	No	N/A	Comment
A	**Documentation and experience**				
1	Is this a familiar work operation for the crew?	x			
2	Is there an adequate procedure/instruction/work package?	x			
3	Is the group aware of experiences/incidents from similar activities/SJA?	x			
B	**Competence**				
1	Do we have the necessary personnel and skills for the job?	x			
2	Are there other parties that should participate in the SJA meeting?	x			
C	**Communication and coordination**				
1	Is this a job where several units/crews must be coordinated?		x		
2	Are good communications and suitable means of communication in place?	x			
3	Are there potential conflicts with simultaneous activities (system/area/installation)?		x		
4	Has it been made clear who is in charge for the work?	x			
5	Has sufficient time been allowed for the planning of the activities?	x			
6	Has the team considered handling of alarm/emergency situations and informed emergency functions about possible measures/actions?	x			
D	**Key physical safety systems**				
1	Are barriers, to reduce the likelihood of unwanted release/leakage maintained intact (safety valve, pipe, vessel, control system etc.)?	x			
2	Are barriers, to reduce the likelihood of the ignition of a hydrocarbon leakage maintained intact (detection, overpressure protection, isolation of ignition sources etc.)?	x			
3	Are barriers to isolate leakage sources/lead hydrocarbons to safe location maintained intact (process/emergency shutdown system, drains etc.)?	x			
4	Are barriers to extinguish or limit extent/spread of fire/explosion maintained intact (detection/alarm, fire pump, extinguishing system/equipment etc.)?	x			
5	Are barriers to provide safe evacuation of personnel maintained intact (Emergency power/lightning, alarm/PA, escape ways, lifeboats etc.)?	x			
6	Are barriers that provide stability to the vessel maintained intact (bulkheads/doors, open tanks, ballast pumps etc.)?	x			

E	**Equipment worked on/involved in the job**				
1	Is the necessary isolation from energy provided (rotation, pressure, electrical voltage etc.)?	x			
2	May high temperature represent a danger?		x		
3	Is there sufficient machinery protection/shields?	x			
F	**Equipment for the execution of the job**				
1	Is lifting equipment, special tools, and equipment/material for the job available, familiar for the users, checked and found in order?	x			
2	Do the involved personnel have proper and adequate protective equipment?	x			
3	Is there danger of uncontrolled movements/rotation of equipment/tools?		x		
G	**The area**				
1	Is it necessary to make a worksite inspection to verify access, knowledge about the working area, working conditions etc.)?		x		
2	Has work at heights/at several levels above each other/falling objects been considered?			x	
3	Has flammable gas/liquid/material in the area been considered?			x	
4	Has possible exposure to noise, vibration, poisonous gas/liquid, smoke, dust, vapour, chemicals, solvents or radioactive substances been considered?				
H	**The workplace**				
1	Is the workplace clean and tidy?	x			
2	Has the need for tags/signs/barriers been considered?	x			
3	Has the need for transportation to/from the workplace been considered?			x	
4	Has the need for additional guard/watches been considered?			x	
5	Has weather, wind, waves, visibility and light been considered?	x			
6	Has access/escape been considered?	x			
7	Have difficult working positions, potential for work related diseases been considered?	x			
I	**Additional local questions**				