

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Técnica Naval**

**Diseño y cálculo del sistema de
extracción de una unidad FPSO**

Concha MÁRQUEZ DOMÍNGUEZ



Centro: **E. U. I. T. NAVAL**
Titulación: **I. T. NAVAL**
Fecha: **Septiembre 2015**



AVISO IMPORTANTE:

El único responsable del contenido de este proyecto es el alumno que lo ha realizado.

La Universidad de Cádiz, La Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Naval, los Departamentos a los que pertenecen el profesor tutor y los miembros del Tribunal de Proyectos Fin de Carrera así como el mismo profesor tutor **NO SON RESPONSABLES DEL CONTENIDO DE ESTE PROYECTO.**

Los proyectos fin de carrera pueden contener errores detectados por el Tribunal de Proyectos Fin de Carrera y que estos no hayan sido implementados o corregidos en la versión aquí expuesta.

La calificación de los proyectos fin de carrera puede variar desde el aprobado (5) hasta la matrícula de honor (10), por lo que el tipo y número de errores que contienen puede ser muy diferentes de un proyecto a otro.

Este proyecto fin de carrera está redactado y elaborado con una finalidad académica y nunca se deberá hacer uso profesional del mismo, ya que puede contener errores que podrían poner en peligro vidas humanas.

Fdo. La Comisión de Proyectos de Fin de Carrera
Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Naval
Universidad de Cádiz

Contenido

Capítulo 1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Descripción del proyecto	3
Capítulo 2. Proyecto Conceptual	5
2.1. Explotación petrolífera submarina	5
2.2. ¿Qué es un FPSO?	8
2.2.1. Diseño	9
2.2.2. Soluciones de anclaje.....	12
2.2.3. Funcionamiento de un FPSO	13
2.3. Nuestro buque.....	14
2.3.1. Planos de disposición general.....	14
2.4. Zona de operación	19
2.4.1. Geotecnia	21
2.4.2. Oceanografía	22
2.4.3. Meteorología	26
Capítulo 3. Reglamentaciones y normativa.....	27
3.1. IMO (<i>International Maritime Organization</i>)	27
3.1.1. Convenio SOLAS (Convenio de la seguridad de la vida en la mar)	27
3.1.2. MARPOL (Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques).....	28
3.2. ISO (<i>International Organization for Standarization</i>).....	29
3.2.1. ISO 2394 – Principios generales sobre la fiabilidad de las estructuras.....	29
3.2.2. ISO 13623 – Sistema de transporte por tuberías.....	29
3.2.3. ISO 13628 – Diseño y operación de los sistemas de producción submarina	29

3.2.4. ISO 14723 – Sistema de transporte por tuberías: Válvulas submarinas.....	32
3.2.5. ISO 15589 – Protección catódica del sistema de transporte por tuberías	32
3.2.6. ISO 19900 – Industria del petróleo y gas natural	32
3.3. ABNT (Asociação Brasileira de Normas Técnicas)	33
3.4. OLF (<i>Oljeindustriens Landsforening</i>)	34
3.5. ABS Consulting (American Bureau of Shipping).....	34
3.5.1. SEMS (Safety and Environmental Management System)	35
3.5.2. PSM (Process Safety Management)	35
3.6. DNV (<i>Det Norske Veritas</i>).....	35
3.6.1. Classification notes.....	36
3.6.2. Offshore Service Specification	36
3.6.3. Offshore Standards.....	37
3.6.4. Recommended Practices.....	39
3.6.5. Rules for Classification of Ships	42
3.6.6. Standards.....	42
Capítulo 4. Diseño de la torre.....	45
4.1. Estudio previo	45
4.1.1. Tipos de torre	45
4.1.2. Partes de la torre.....	47
4.2. Cargas a soportar	49
4.3. Material.....	50
4.4. Estudio estadístico	51
4.5. Dimensionamiento	52
4.6. Estudio analítico simplificado.....	53
4.6.1. Momento Flector	54
4.6.2. Tensión Máxima.....	58
4.6.3. Desplazamiento horizontal	62

4.6.4. Desplazamiento vertical.....	65
4.6.5. Pandeo	66
4.6.6. Peso de la torre	70
4.6.7. Análisis de frecuencia.....	71
4.7. Modelación numérica.....	75
4.7.1. Método de Elementos Finitos (M.E.F.).....	75
4.7.2. Malla utilizada	77
4.7.3. Propiedades del material.....	78
4.7.4. Cargas y condiciones de contorno.....	78
4.7.5. Resultados preliminares	79
4.8. Diseño final de la torre	94
4.9. Planos	94
Capítulo 5. Cálculo y diseño del sistema de extracción	101
5.1. Estudio previo	101
5.1.1. Extracción.....	101
5.1.2. Métodos de extracción artificial.....	103
5.1.3. Componentes de los sistemas de extracción.....	104
5.1.4. Risers y ductos de producción.....	107
5.1.5. Inspección y Mantenimiento	111
5.1.6. Características del yacimiento.....	112
5.2. Configuración del sistema	113
5.3. Sistema de inyección de agua.....	115
5.4. Sistema de ductos	127
5.4.1. Definición de las variables del proyecto.....	128
5.4.2. Diseño de la sección de <i>risers</i> rígidos	129
5.4.3. Diseño de la sección de <i>risers</i> flexibles.....	141
5.5. Planos	155

Capítulo 6. Cálculo y diseño del DPS	161
6.1. Estudio previo	161
6.1.1. Movimientos del buque	162
6.1.2. Capacidad de mantenimiento de la posición	163
6.1.3. Tipos de sistemas de posicionamiento.....	166
6.1.4. Equipamiento de Clases.....	173
6.1.5. Diseño robusto	175
6.1.6. Documentación relacionada con los DP.....	176
6.2. Diseño del sistema.....	178
6.2.1. Sistemas de propulsión.....	182
6.2.2. Sistemas de generación y distribución de energía	186
6.2.3. Sistemas de posicionamiento.....	187
6.2.4. Sistemas de medición de rumbo	189
6.2.5. Sensores ambientales.....	190
6.2.6. Sistemas de control	190
6.2.7. Esquema.....	191
6.3. Estudio de fiabilidad.....	191
Capítulo 7. Presupuesto	195
7.1. Torre	195
7.2. Equipo de extracción.....	196
7.3. Sistema de posicionamiento dinámico	197
7.4. Total	198
Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros.....	199
Apéndice A. Estudio estadístico de las torres.....	201
Apéndice B. Análisis de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal	207

Referencias bibliográficas.....	213
Referencias de ecuaciones	217
Referencias de ilustraciones	221
Referencias de tablas	229
Capítulo 9. Anexo.....	233
9.1. Resumen.....	233
9.2. Abstract.....	236

Lista de Acrónimos

ABS	American Bureau of Shipping
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
DARP-GPS	Differential, Absolute and Relative Positioning GPS
DGPS	Differentia Global Positioning System
DGNSS	Differentia Global Navigation Satellite Systems
DNV	Det Norske Veritas
DP	Sistema de posicionamiento dinámico
FAT	Factory Acceptance Test
FMEA	Failure Modes and Effects Analysis
FPSO	Floating Production Storage and Offloading (Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga)
GLONASS	Globalnaya Navigatsionnaya Sputnikovaya Sistema
GNSS	Global Navigation Satellite Systems
GPS	Global Positioning System
IMO	International Maritime Organization
ISO	International Organization for Standarization
LBL	Long Baseline
MARPOL	Marine Pollution (Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques)

MULBL	Multi Users Long Baseline
NBR	Normas Brasileñas
OLF	Oljeindustriens Landsforening (Asociación noruega de la industria petrolera)
PSM	Process Safety Management
SBL	Short Baseline
SEMS	Safety and Environmental Management System
SKC	Station Keeping Capability (Capacidad de mantenimiento de la posición)
SOLAS	Safety Of Life At Sea (Convenio de la Seguridad de la Vida en la Mar)
SSBL	Super-Short Baseline

Capítulo 1. Introducción

En este proyecto se pretende realizar un diseño de la torre y maquinaria necesaria para la extracción del petróleo, empleando para ello los conocimientos adquiridos. Del mismo modo seguiremos las recomendaciones de la Sociedad de Clasificación Noruega DNV, la Asociación Noruega de la Industria del Petróleo OLF y la Asociación Brasileña de Normas Técnicas (ABNT).

Así mismo, en todo proyecto de ingeniería se debe tener como guía proyectos similares recurriendo a ellos para evitar posibles fallos, aunque el diseño de estas unidades no está del todo madurado.

1.1. Motivación

El desarrollo de las estructuras y sistemas offshore supone un ámbito muy extenso y poco tratado en el grado de Arquitectura Naval e Ingeniería Marítima. Por tanto es una forma de ampliar conocimientos relacionados empleando para ello los conocimientos ya adquiridos.

Por otro lado un correcto diseño de los sistemas de extracción supone una disminución de las consecuencias negativas medioambientales que la explotación de los fluidos del subsuelo marino acarrea.

El petróleo es el medio de obtención de energía más empleado en la actualidad y por consiguiente el que mayor crecimiento ha tenido en la historia. La tecnología para el aprovechamiento de los yacimientos petrolíferos de alta mar ha tenido un extraordinario avance en los últimos años. A día de hoy hay

cientos de pozos offshore en explotación y otros cientos a la espera de ello. En suma se trata de un interesante recurso para la Humanidad.

1.2. Objetivos

El primer objetivo general de este proyecto fin de grado es el diseño de la torre de extracción de un FPSO, analizando diversos aspectos que contribuyen a dicho diseño, buscando una solución constructiva en la que la simplicidad sea un factor prevaleciente. Para cumplir este objetivo se plantean los siguientes análisis:

- Mediante la consulta de los pozos petrolíferos en explotación, seleccionar un emplazamiento adecuado para la ubicación de nuestro buque y, principalmente, para emplear los datos de viento específicos en el cálculo y diseño de éste.
- Elegir el material más adecuado, así como la geometría y la tipología de la torre buscando la rigidez y la ligereza al mismo tiempo.
- Definir los estados de carga a los que estará sometida la estructura para poder realizar una modelización lo más real posible de la torre.
- Comprobar mediante un programa de MEF que el diseño realizado efectivamente soporta los esfuerzos a los que estará sometido.

El segundo objetivo general de este proyecto es el diseño de un sistema de extracción del crudo del pozo seleccionado para el punto anterior, analizando igualmente diversos aspectos que contribuyen a dicho diseño, buscando una solución constructiva eficaz. Para cumplir este objetivo se plantean los siguientes análisis:

- Mediante la consulta de las características del pozo petrolífero seleccionado para emplear los datos obtenidos en el cálculo y diseño de éste.
- Elegir los materiales y equipos más adecuados para la operación que deben realizar.
- Definir los estados de carga a los que estará sometido el sistema para poder realizar los cálculos correctamente.

1.3. Descripción del proyecto

La documentación y los cálculos realizados en este proyecto, así como los resultados y las conclusiones obtenidas se desarrollan a lo largo de 8 capítulos. A continuación se detalla la información contenida en cada uno de ellos.

El Capítulo 1 corresponde a esta misma INTRODUCCIÓN.

El Capítulo 2 PROYECTO CONCEPTUAL, ofrece una visión general de la extracción del petróleo y los artefactos oceánicos empleados para dicha operación, haciendo una incursión más detallada en las unidades FPSO.

En el Capítulo 3 REGLAMENTACIONES Y NORMATIVA, se trata de una presentación de la normativa específica que se debe emplear, y se ha empleado, para el desarrollo de este proyecto.

En el Capítulo 4 DISEÑO DE LA TORRE, se profundiza en las torres de extracción ya existente y se realiza un diseño mediante un análisis simplificado, que nos aporta una visión previa de las dimensiones que deberá tener la estructura, y un análisis mediante el método de elementos finitos.

En el Capítulo 5 CÁLCULO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE EXTRACCIÓN, se realiza un estudio previo de los sistemas que se emplean para la extracción del petróleo, profundizando en los pozos de aguas profundas, y se hace un diseño del sistema acorde con las características de la zona.

En el Capítulo 6 CÁLCULO Y DISEÑO DEL DPS, se trata de un estudio de los distintos sistemas de posicionamiento dinámico que se emplean y la posterior selección de los equipos que se requieren para un sistema DPS-3.

En el Capítulo 7 PRESUPUESTO, se realiza el cálculo del costo que el desarrollo de este proyecto y su construcción puede suponer.

Por último se encuentra el Capítulo 8 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS dónde se recogen las conclusiones a las que se ha llegado tras el trabajo realizado y se presentan otras actividades que pueden realizarse para completar o hacer más preciso este proyecto.

Tras todo el trabajo se presenta un último Capítulo, 9 ANEXO, correspondiente al resumen del proyecto tanto en español como en inglés.

Capítulo 2. Proyecto Conceptual

Antes de todo debemos hablar del petróleo, producto que a fin de cuentas se encarga de extraer un FPSO.

El petróleo ha venido empleándose desde la antigüedad para diversos fines. Éste es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos que se dan en el interior de la Tierra al transformarse la materia orgánica, acumulándose en cavidades en la corteza terrestre. Presenta una gran diversidad de parámetros (color, viscosidad, densidad, capacidad calorífica, etc.) que diferencia uno de otro, dependiendo de las concentraciones de los hidrocarburos que compongan la mezcla. Es un recurso natural no renovable, pero aún así es, en la actualidad, la principal fuente de energía de los países desarrollados.

El petróleo se puede encontrar, al igual que el gas natural, en todos los continentes en campos petrolíferos tanto *onshore* como *offshore* (como los de Oriente Próximo, el Golfo de Méjico, el Mar del Norte o el Ártico). Para poder explotar los pozos submarinos se han desarrollado con el tiempo distintas tecnologías tanto fijas como flotantes.

2.1. Explotación petrolífera submarina

Originalmente todas las plataformas petrolíferas se podían asentar en el fondo del mar debido a su escasa profundidad, pero la exploración se trasladó a aguas más profundas y lugares más distantes en la década de 1970, ya que el progresivo agotamiento de las reservas mundiales de crudo de petróleo ha provocado un considerable avance en la exploración de yacimientos marinos a

elevada profundidad, originando diversos sistemas para la explotación a grandes profundidades^[1].

Otros tipos de unidades de perforación y producción marítimas emergieron más adelante fueron plataformas auto elevables, plataformas semisumergibles, plataformas fijas, plataformas tipo *Spar*, *Jackets*, FSU, FSO, FPS y FPSO



Ilustración 2.1 - Diferentes medios de extracción submarina de petróleo (Fuente: <http://salvador-nautico.blogspot.com.es/2010/05/sistemas-flutuantes-de-producao-fps.html>)

Existe una demanda creciente de conceptos de sistemas de producción flotantes fiables y eficientes para aguas ultraprofundas (por encima de 2.000 metros). Los sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO) de crudo son una tecnología de producción flotante fácilmente adaptable a aguas

profundas y es uno de los sistemas generalmente seleccionados para áreas *offshore* de Brasil, Oeste de África y Canadá.

Las plataformas se pueden dividir según el tipo de fijación en el suelo:

Plataformas soportadas en el fondo marino; dentro de esta clasificación se encuentran las plataformas tales como chaquetas y plataformas de gravedad y la propia elevación, como las *jackets*.

Plataformas flotantes, que son las embarcaciones semisumergibles, plataformas TLP y boyas *Spar*.

Así mismo pueden ser de dos tipos básicos: perforación y producción.

Plataformas de perforación pretenden perforar pozos exploratorios y los pozos productores.

Plataformas de producción están situadas en los campos ya descubiertos y están destinadas a los equipos para la extracción de petróleo y gas así como a la separación de la mezcla que pueda haber entre distintas sustancias y el crudo.

Para la extracción del crudo en yacimientos marinos, tradicionalmente, como ya hemos mencionado, se han empleado sistemas que se fijan firmemente en el fondo del mar mediante diferentes dispositivos (plataformas convencionales). Sin embargo, la exploración de aguas profundas ha hecho necesario el desarrollo de nuevos sistemas capaces de llevar a cabo el procesado, almacenamiento y abastecimiento del crudo de petróleo en esas condiciones. La característica común de los diferentes sistemas empleados para ello es que poseen estructura modular y son flotantes. Precisamente, al no estar ancladas de manera permanente al lecho marino pueden desplazarse de un yacimiento a otro según las necesidades del momento. De los sistemas flotantes utilizados en aguas profundas los más completos son las unidades FPSO.

En lo referente a la exploración de aguas profundas los equipos de procesamiento, almacenamiento y abastecimiento más comunes son^[5]:

- FSU: *Floating Storage Unit* (Sistema flotante de almacenamiento)
- FSO: *Floating Storage and Offloading System* (Sistema flotante de almacenamiento y abastecimiento)
- FPS: *Floating Production System* (Sistema flotante de producción y almacenamiento)
- FPSO: *Floating Production Storage and Offloading* (Sistema flotante de producción, almacenamiento y abastecimiento)

Otra expansión muy prometedora es el desarrollo progresivo del mercado de LNG flotante. Un FPSO LNG trabaja bajo los mismos principios que un FPSO de aceite, separa el gas natural y la producción de LNG, que se almacena y posteriormente se descarga en un buque lanzadera.

La explotación de un campo de petróleo o gas en alta mar depende de la selección de diversas variables tales como: el número de pozos, posicionamiento de estos, longitudes y diámetros de los ductos de producción, posición de las Unidades Estacionarias de Producción flotante (UEP), tipo de anclaje, métodos de instalación de equipos y ductos, medios de elevación artificial del petróleo, etc. Cada área presenta desafíos particulares por lo que es recomendable una evaluación completa y objetiva sobre el tipo de

equipos que serán instalados desde la cabeza del pozo de petróleo o gas hasta la unidad estacionaria de producción.

Es realizada una evaluación técnico-económica durante el proceso de optimización donde son abordadas y seleccionadas las mejores soluciones para las condiciones establecidas, teniendo siempre en cuenta los medios de que se disponen en las proximidades del campo petrolífero a explotar.

Además de esto, para realizar la explotación de un campo petrolífero submarino, en primer lugar se realiza una búsqueda de campos en el fondo marino de forma no destructiva empleando técnicas de acústica submarina, estudiando la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra y revelándose detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas, empleando para ello los *seismic vessels*. Una vez que se ha localizado una cavidad con petróleo se analiza la cantidad y calidad de este para decidir si se va a explotar o no realizando una extracción exploratoria mediante una perforación realizada por un *drillship*. Cuando se decide que el campo es viable, se realiza la perforación definitiva del mismo usando igualmente un *drillship* y la instalación de los equipos y maquinaria submarina necesaria. Ya por último se une el pozo con la alternativa seleccionada para su explotación.

2.2. ¿Qué es un FPSO?

En aguas someras, la posibilidad de disponer de un oleoducto soluciona el problema particular del transporte del crudo. Pero cuando se trata de yacimientos muy alejados de la costa los elevados costes asociados al tendido de un oleoducto submarino hace preciso buscar otras soluciones^[4].

El nombre de FPSO viene del acrónimo inglés de Unidad Flotante de Producción y Descarga (*Floating Production Storage and Offloading*). El primer FPSO no fue de nueva construcción sino de una conversión de un petrolero en 1977 para la explotación del campo petrolífero Castellón en el Mediterráneo, con el éxito cosechado por esta unidad se expandió el uso de estas unidades. Desde entonces estas unidades son preferidas en las regiones fronterizas en

alta mar, ya que son fáciles de instalar y no requieren de una infraestructura local ni de un gaseoducto para exportar petróleo.

Son equipos flotantes que tiene como característica principal que llevan incorporados una planta de producción cuya finalidad es la separación de los diferentes fluidos presentes en el petróleo de un yacimiento marino por lo que requieren de equipos y sistemas para separar, bombear, comprimir, deshidratar, medir, almacenar, trasegar, exportar, etc. los hidrocarburos recibidos, así como procesar los desechos generados por la ejecución de los procesos descritos y disponerlos según las normas ambientales internacionales o del país en que se encuentra.

El dimensionamiento de la planta responde a parámetros propios de esta tecnología, y que vienen definidos por las características del yacimiento y por tanto, de variables externas a cualquier consideración marítima tales como la composición porcentual, propiedades de los elementos presentes en el fluido, vida esperada del yacimiento o presión y temperatura del fluido.

Los mayores FPSO tienen la capacidad de procesar alrededor de 200.000 barriles de petróleo por día, asociado a los aproximadamente 2 millones de metros cúbicos por día de producción de gas.

2.2.1. Diseño

Los FPSOs deben ser dimensionados para soportar las acciones permanentes y variables en el tiempo, que puedan presentarse a lo largo de su vida útil; con la finalidad de que proporcionen con seguridad apoyo a las operaciones de producción, a los equipos e instalaciones sobre su cubierta, y a la importación y exportación de hidrocarburos. El FPSO debe ser diseñado para preservar su estabilidad e integridad estructural durante su operación normal y durante la ocurrencia de estados de mar extraordinarios, como las tormentas de invierno y huracanes. Por lo cual, el casco debe poseer la capacidad de restauración hacia una condición de equilibrio estable cuando está sujeto a las acciones del viento^[2].

Las formas del casco de un FPSO de nueva construcción tienen un cuerpo central prismático, popa de espejo inclinada y proa triangular, aunque algunos

de ellos presentan una doble proa para un mejor mantenimiento de la posición del buque en su lugar de trabajo. La torre se localiza en el medio del buque, minimizando los movimientos del mismo que afectan al sistema de risers (como explicaremos más adelante en este capítulo y más profundamente en el capítulo 5) y a las operaciones de desconexión de la torre. Los tanques de carga se encuentran a proa y popa de la torre, y a ambos lados del moonpool. Los tanques slops están situados a popa de los tanques de carga. Los tanques de lastre se encuentran en las zonas del doble casco y en los piques de proa y popa. El módulo de generación de potencia se encuentra a popa, sobre la cubierta principal. Los espacios de máquinas se encuentran a proa (debajo del bloque de acomodación) y a popa (bajo el módulo de generación de energía). La acomodación (y helipuerto) se encuentran a proa de manera que se obtengan unas adecuadas condiciones de navegación.

Estos buques disponen de una torre que permite la transferencia de fluidos entre el sistema de transferencia y el buque; la torre permite la orientación del buque para minimizar las cargas ambientales y movimientos del buque en función de la intensidad y duración de la tormenta. Esto permite la optimización del sistema de propulsores, consumo de energía y movimientos del buque. La torre también permite la transferencia de fluidos desde el sistema de Conductos de Transferencia (que unen el buque con el pozo) hasta el sistema de producción y almacenamiento del buque. Otro elemento importante del sistema torre-riser es la capacidad de desconectar rápidamente el buque del sistema de transferencia de la carga (*riser*) cuando sea requerido. La torre desconectable consiste en tres componentes principales:

- **Boya Desconectable y Sistemas Asociados:** La “boya de araña” está conectada a la parte más baja de la torre por medio de un gran conector mecánico activado hidráulicamente y pre-tensado, por lo que actúa como una conexión atornillada (Ilustración 2.2). Por encima de la boya cada conducto de transferencia está equipado con una válvula rápida de desconexión QCDC y un sistema conector que permite un rápido cerrado y desconexión de cada *riser*. La boya se libera desenganchando el conector mecánico y permitiéndola caer libremente hasta alcanzar su profundidad de

equilibrio. El sistema de recuperación de la boya está situado en la propia torre.

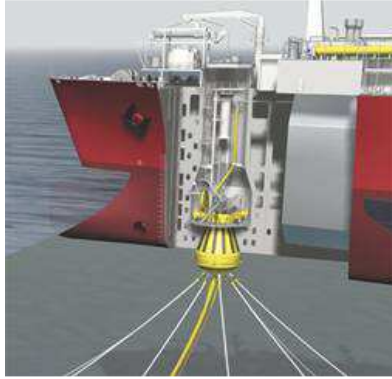


Ilustración 2.2 - Boya desconectable (Fuente: http://www.hydrogroupplc.com/fps_turret.html)

- Estructura de la Torre: La estructura de la torre suministra el *interface* de transferencia de carga entre los sistemas de fondeo y conductos de transferencia, y el buque. La estructura está provista de un sistema de deslizamiento en el contacto con el buque permitiéndole la orientación pasiva hacia la tormenta. La estructura de la torre proporciona además el soporte para el sistema de transferencia de fluidos.
- Sistema de Transferencia de Fluidos: El sistema de transferencia de fluidos incluye el sistema de tuberías por encima del riser QCDC, el *manifolding*, el sistema de lavado de tuberías, el sistema de recepción, y el *swivel stack* que permite la transferencia de fluidos y señales desde un sistema fijo a tierra a un sistema fijo a buque.

Se dispone un pasillo cubierto a lo largo de uno de los costados del buque conectando las áreas de popa y proa, con acceso a la cubierta principal y los módulos de proceso. Esta pasarela se diseña para preservar la seguridad del personal en determinadas condiciones ambientales severas, y para facilitar la protección de tuberías y cableado. Se instalan sobre la cubierta principal barreras contra explosión para proporcionar una separación física entre las diferentes áreas y de este modo evitar la propagación de fuegos/explosiones a áreas adyacentes en caso de accidente. También se instalan barreras contra explosión en sentido transversal a proa y popa de la torre. Adicionalmente, el mamparo de popa de acomodación se diseña para resistir la presión de una explosión y proteger los botes salvavidas. Se disponen grúas en número y

capacidad adecuada a lo largo de la cubierta para asegurar el manejo apropiado de provisiones, recambios, equipos, etc (Ilustración 2.3).

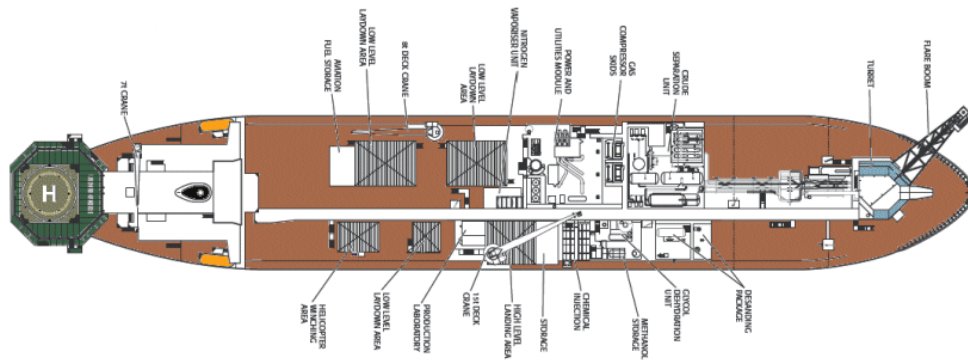


Ilustración 2.3 - Cubierta principal (Fuente: <http://www.marineinsight.com/marine/types-of-ships-marine/what-is-fps-o-floating-production-storage-and-offloading-system/>)

Las partes más importantes de estos sistemas son las tuberías de llenado que conectan el yacimiento submarino al FPSO; los sistemas de anclaje para la sujeción entre el FPSO y el lecho marino que se diseñan de manera que puedan ser desconectados del sistema para que el barco pueda dirigirse a otro lugar. Por último la tubería de abastecimiento, que puede conectarse a otra plataforma o a otro barco para el suministro o transporte de crudo.

2.2.2. Soluciones de anclaje

Uno de los principales retos en el diseño de un FPSO para estas profundidades es la selección del sistema de posicionamiento más eficiente que permita cumplir con los requerimientos operativos^[2].

El amarre puede ser de punto único o distribuido; es decir, puede estar sujeto solo por proa o popa o tener una sujeción repartida por todo el buque. Este tipo de amarre se suele hacer a una torre o plataforma que se encuentre en las inmediaciones del yacimiento que explota o por el contrario tratarse de un sistema de anclas. Sin embargo nuestro buque empleará un sistema de posicionamiento dinámico.

Los sistemas de Posicionamiento Dinámico permiten, mediante la integración de varios sistemas de a bordo, obtener la capacidad de maniobrabilidad precisa para un buque en condiciones cambiantes. Estos sistemas están diseñados para eliminar el uso de anclas y brindar mayor precisión durante los procesos de trabajo tales como maniobras para tendidos de líneas, tendidos de cables, reparación de tuberías, etc. Adicionalmente elimina el sistema

tradicional de movimientos de anclas con remolcadores y uso de buzos eliminando el riesgo de rotura de cables o líneas existentes en el fondo.

El sistema de Posicionamiento Dinámico se dimensiona de acuerdo con las limitaciones impuestas por el sistema de transferencia, para poder operar en condiciones medioambientales extremas. El coste económico del sistema de posicionamiento, incluyendo su instalación, puede crecer de un modo espectacular con el aumento de la profundidad. Por otro lado, factores como la congestión del fondo marino, pobres condiciones geotécnicas o vida corta del pozo pueden derivar en que el uso de sistemas tradicionales de fondeo no sean la solución óptima. Por tanto, a partir de ciertas profundidades y para ciertas condiciones y aplicaciones, las limitaciones técnicas y económicas asociadas a los sistemas de fondeo pueden favorecer otros conceptos más atractivos.

Más adelante en el desarrollo de este proyecto ahondaremos más en este tema ya que es objeto de estudio y trabajo para la óptima realización del mismo.

2.2.3. Funcionamiento de un FPSO

El FPSO está conectado con el pozo mediante un sistema de tuberías flexibles (*risers*) que permite que el buque se pueda permitir una cierta variación de la posición, dicha variación de la posición viene limitada por el sistema de fondeo y posicionamiento dinámico empleado^[3]. La mayoría de estas tuberías son de acero o bien de un compuesto de nylon y poliéster con el fin de soportar mayores resistencias a la flexión y la corrosión.

El sistema de tuberías mencionado sirve para que lleguen al pozo los productos necesarios para la operación como son la inyección de agua (eleva la presión en el yacimiento y en consecuencia se aumenta la producción), inyección de vapor (se usa con petróleos muy viscosos que es necesario calentar para que fluyan mejor) y, obviamente, para que el petróleo y gas extraído llegue a la planta de producción del buque. Una vez en la planta de producción, se separa todo lo que esté mezclado con el crudo y se almacena en los tanques; llegado el momento, el crudo almacenado se traspa a un

shuttle tanker. Todo este proceso se repite una y otra vez sin interrupción ya que esta sería muy cara y peligrosa.

Si bien todas las unidades FPSO tienen el mismo funcionamiento, no todas se diseñan igual ya que se deben tener en cuenta las condiciones en las que cada uno ha de operar viéndose cada una de ellas sometidas a distintas restricciones. Esto no hace que sean una mala opción frente a las demás alternativas, de hecho presentan una serie de ventajas: Presenta un bajo riesgo tecnológico y minimización de las fuerzas debidas al oleaje, un relativo bajo tiempo y costo de construcción, tiene zona de almacenamiento para la carga, lo que permite la explotación de campos marginales y es reutilizable para la explotación de otro pozo.

2.3. Nuestro buque

Para poder realizar correctamente nuestro trabajo hemos de realizar los cálculos y diseños en base a las formas de un buque, ya que la generación de sus formas no es objeto de este proyecto.

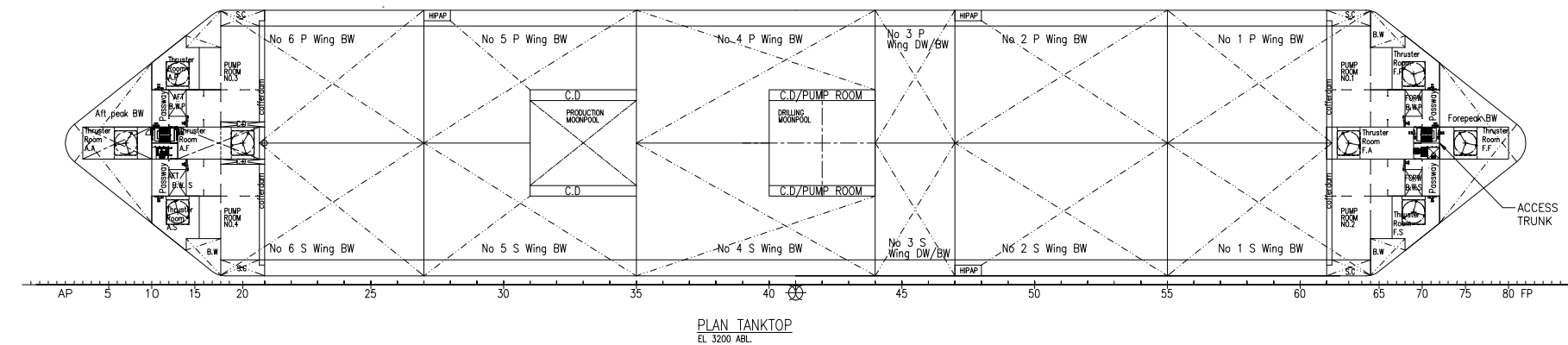
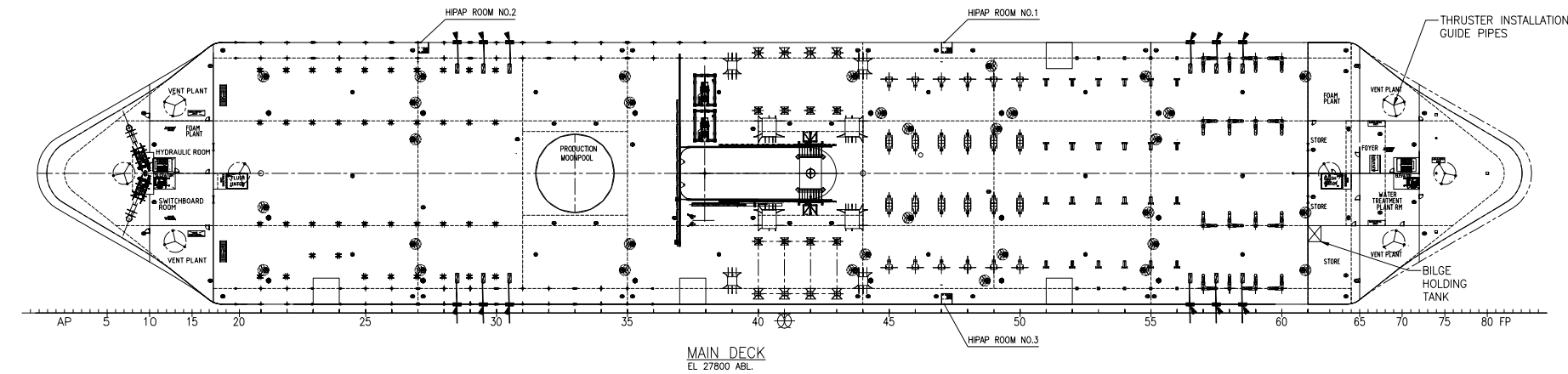
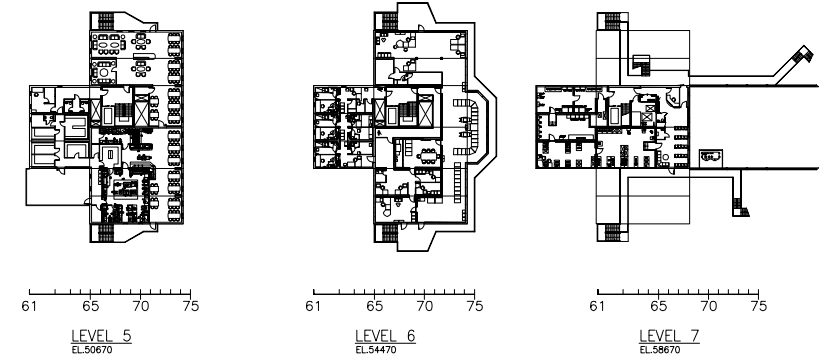
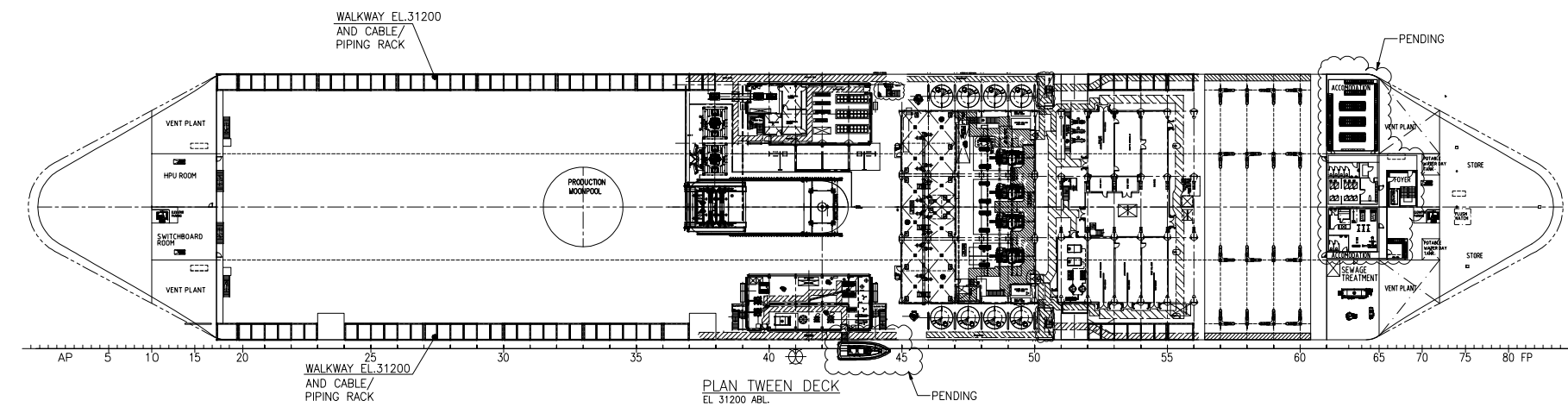
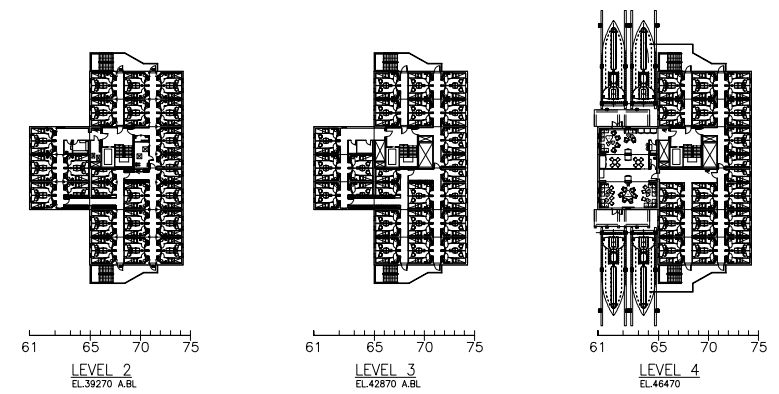
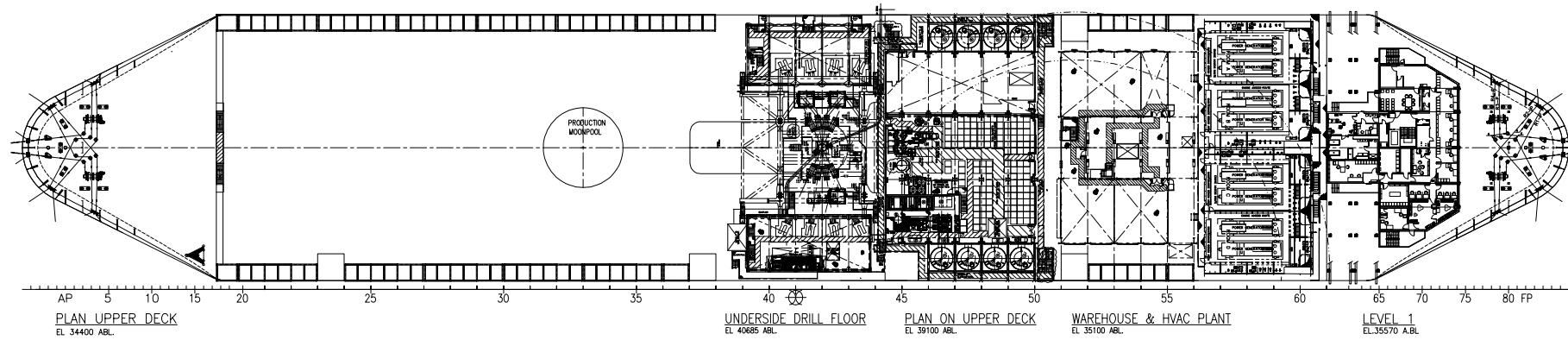
De esta forma es posible generar unos sistemas y una estructura adecuados a las operaciones que van a realizar y a un buque de características similares al cual se instalarían cada uno de estos elementos.

El buque en cuestión es el Dalian Developer es un *drill ship* diseñado para la perforación de pozos submarinos, pero a efectos de cálculos y diseño nos es útil debido a su tamaño y formas. Las características principales del buque que emplearemos son las que mostramos en la siguiente tabla (Tabla 2.1):

Eslora total (LOA)	291.25 m	Coefficiente de bloque (Cb)	0.87
Eslora entre perpendiculares (Lpp)	275 m	Capacidad de carga	1000000 bbl
Manga de trazado (B)	50 m	Capacidad de lastre	119720 t
Puntal de trazado (D)	27 m	Desplazamiento a Tc	185000 t
Calado de diseño (Ts)	19.5 m	Desplazamiento a Ts	241287 t
Calado constante (Tc)	15.5 m	Peso muerto	196058 t
Calado mínimo (Tmin)	8.8 m		

Tabla 2.1 - Características principales del buque

2.3.1. Planos de disposición general



CLASS:
DNV ■ 1A1 SHIP-SHAPED DRILLING UNIT (N)

Class Notation:
DRILL (N), DYNPOS-AUTO, EO, HELDK SH, CRANE, F-AMC, ICS, ICE-C

Main particulars:

Length over all, L _o	291,25 m
Length, L _w	275,0 m
1A1 Rule length, L _r	266,75 m
Breadth moulded, B.....	50,0 m
Depth moulded, D.....	27,0 m
Design draught, T _s	19,5 m
Constant draught, T _c	15,5 m
Min. ballast draught T _{min}	8,8 m
Block coefficient at T _s	0,87
Crude oil storage capacity.....	1.000.000 barrels
Ballast water capacity.....	119.720 t
Variable deck-load.....	25.000 t
Displacement at T _s	185.000 t
Displacement at T _c	241.287 t
Deadweight (incl. topside weight).....	196.058 t

Min. design temperature.....
-30° C (Hull and structure)
-20° C (Equipment and system)

04 15.01.08	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
03 01.06.07	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
02 15.03.07	GENERAL REVISION	JEG	JRE		
01 16.01.07	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
REV.	DATE	REVISION	BY	CHK	APP
			D.G.	OK	PREP

Inocean

CLIENT
MPE Corp

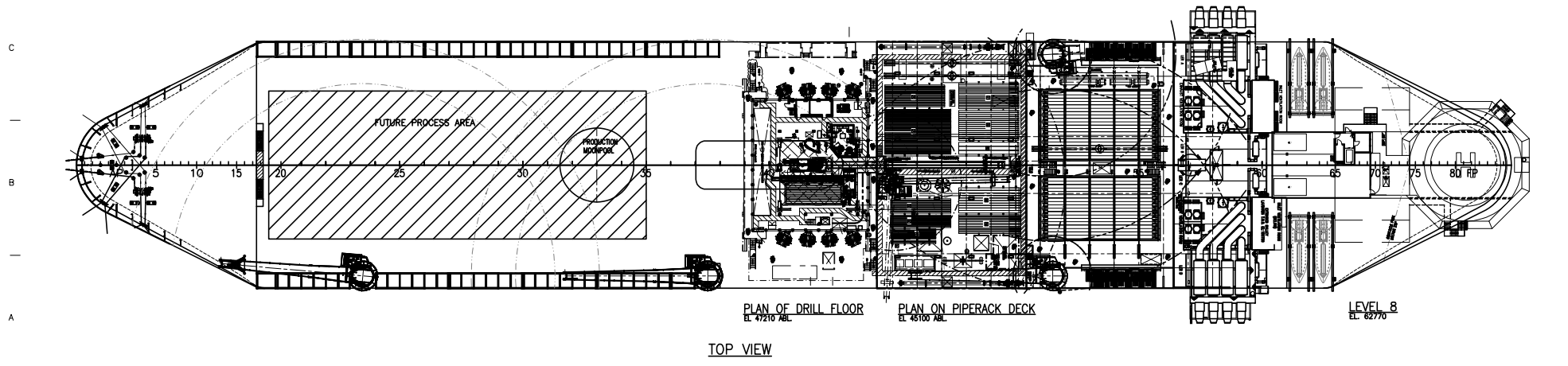
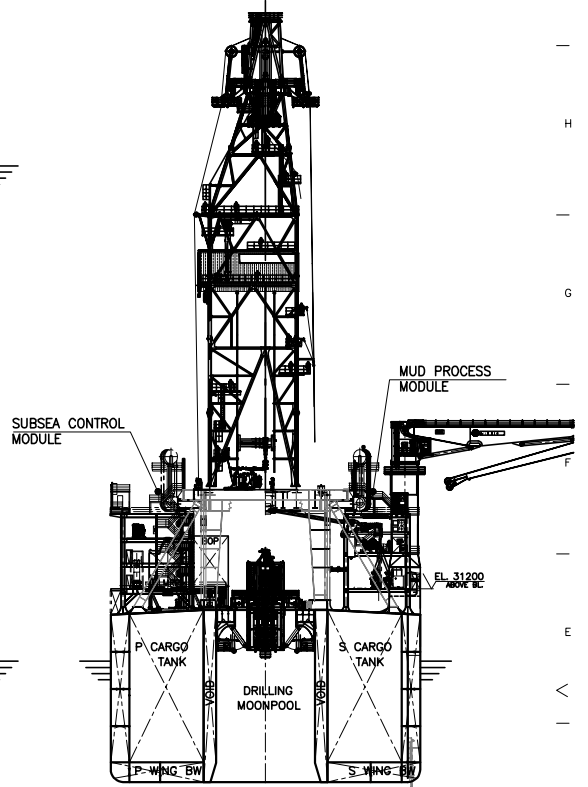
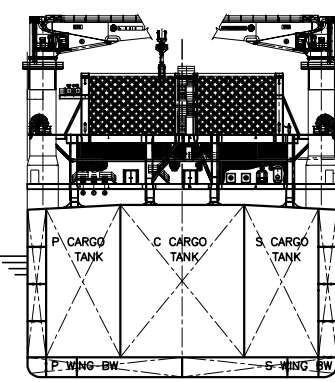
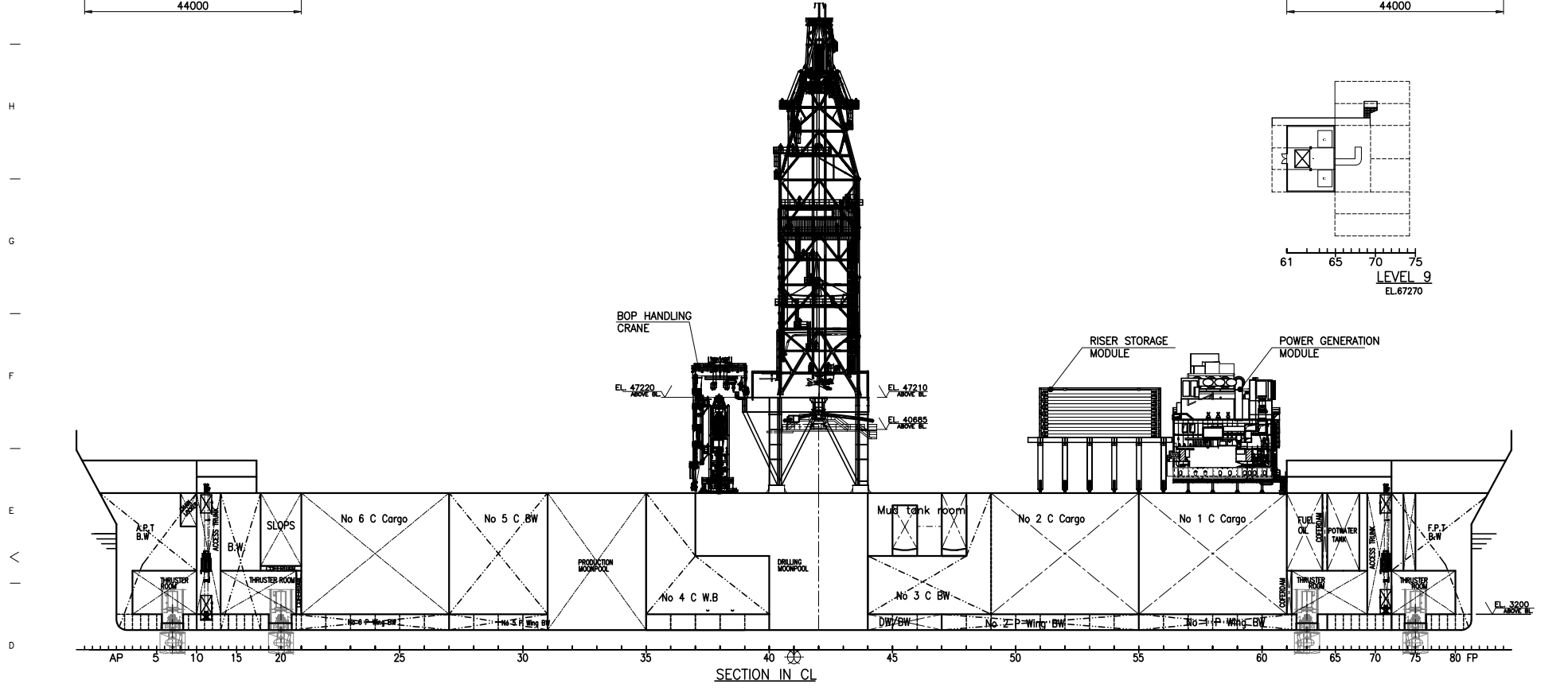
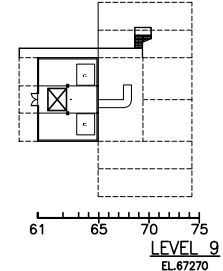
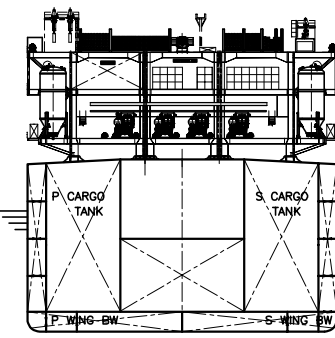
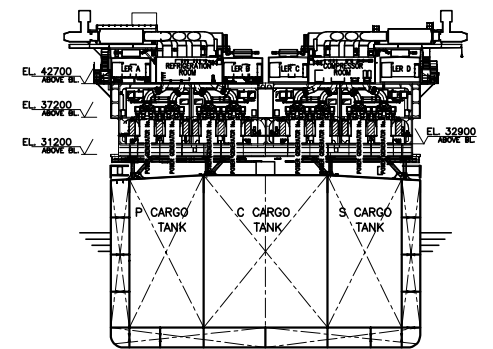
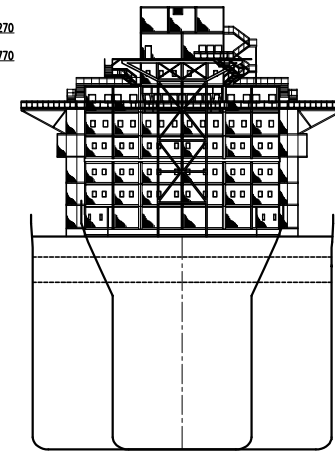
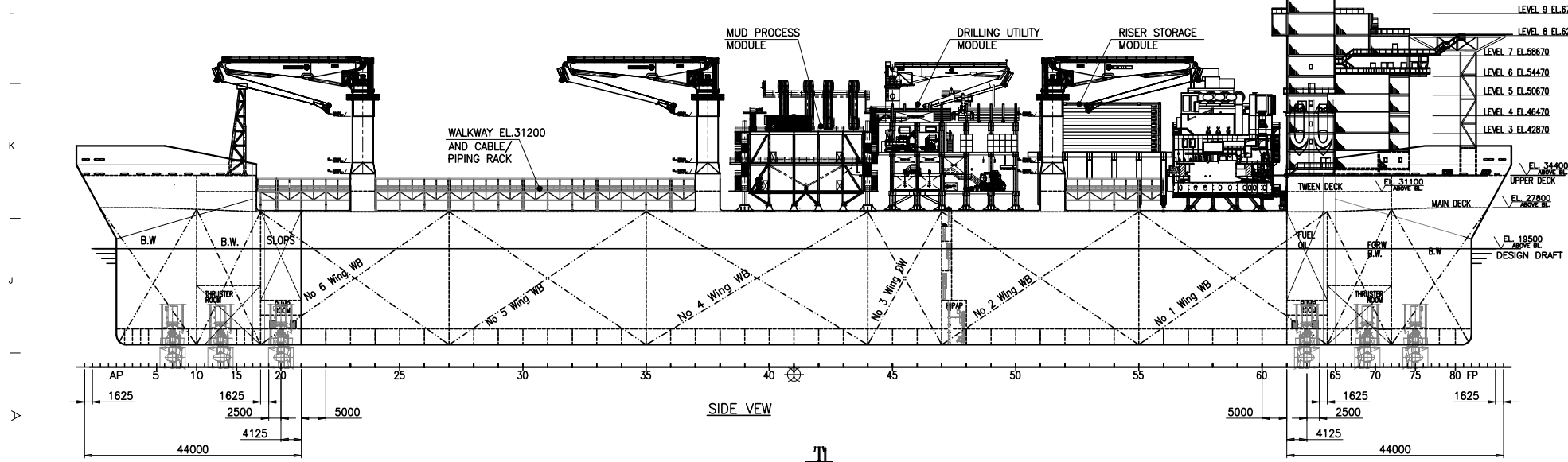
PROJECT
MPF 01

TITLE
**MPF 01
GENERAL ARRANGEMENT**

WEIGHT: -
INOCEAN DRWG No: -

Scale	SIZE	PROJECT DRWG. No :	SHEET/SHEETS	REV.
1:600	A3	P270-101-H-01	1/2	04

This publication remains the property of Inocean unless contractually specified otherwise.
No part of it may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means without the prior written permission of Inocean.



04	15.01.08	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
03	01.06.07	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
02	15.03.07	GENERAL REVISION	JEG	JRE		
01	16.01.07	ISSUED FOR INFORMATION	JEG	JRE		
REV.	DATE	REVISION	BY	CHK	APP	PRODUCT
Inocean						
MPF Corp						
MPF 01						
MPF 01 GENERAL ARRANGEMENT						WEIGHT: — INOCEAN DRWG NO: —
Scale	SIZE	PROJECT DRWG. No.:	SHEET/SHEETS	REV.		
1:600	A3	P270-101-H-01	2/2	04		

This drawing is the property of Inocean unless contractually specified otherwise. It is not to be used, reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means without the prior written permission of Inocean.

2.4. Zona de operación

La explotación petrolífera en aguas profundas se extiende por todo el mundo, incluyendo aguas territoriales de Europa, África, América, Asia y Oceanía. Por tanto, antes de poder realizar el estudio climatológico de la zona en la que va a operar el buque se debe decidir cuál será el campo petrolífero, por lo que veremos qué campos se encuentran actualmente en explotación (Tabla 2.2):

Campo	Inicio de explotación	Tirante (m)		
			Egipto	
			Saffron	2003 610
			Scarab	2003 650
			Simian	2005 790
			Sienna	2005 985
			Saurus	2004 630
			Oceanía	
			Australia	
			Enfield	2006 544
			Staybarrow	2007 825
			Asia	
			Indonesia	
			West Seno	2003 953
			Filipinas	
			Malampaya-38	2001 820
			Europa	
			Noruega	
			Ormen Lange	2007 888
			Italia	
			Aquila	1998 850
			América	
			Brasil	
			Marlim	1991 835
			Marlim South	2201 1080
			Marlim module 1	1994 1027
			Voador South	1998 611
			Barracuda	2004 843
			Voador North	1998 563
			Bijupira	2003 735
			Salema	2003 550
			Marlim West	1999 700
			África	
Nigeria				
Abo	2003	580		
Bonga	2005	1030		
Erha	2006	1036		
Erha North	2006	1000		
Guinea Ecuatorial				
Zafiro	1996	600		
Topacio	1997	579		
Ceiba	2000	700		
Angola				
Girasol	2001	1360		
Kissanje	2005	1011		
Dalia	2006	1360		
Dikanza	2005	1154		
Hunga	2004	1202		
Rosa	2007	1405		
Chocalho	2004	1147		
Xicomba	2003	1355		
Plutonio	2008	1362		
Girasol C-1, Black 17	2003	1292		
Congo				
Moho	2008	800		
Bilondo	2008	546		
Mauritania				
Chinguetti	2006	791		
Costa de Marfil				
Baobab	2005	1000		
Espair	2002	600		

Albacora Leste	2006	1240	Marimba Leste	2001	700
Albacora Pilot	1998	1109	Roncador	2000	1853
Caratinga	2005	922	Jubarte BC-60	2008	1246
Espadarte 499	2000	940	Golfinho	2006	1350
Marlim Pilot	1998	1250	Golfinho Pilot	2006	1300

Tabla 2.2 - Campos petrolíferos en explotación, 2008 (Fuente: Situación de los Campos Petroleros en Aguas Profundas del Mundo - por Fabio Barbosa Cano)

Con esto, decidimos que el campo de operación de nuestro buque será el yacimiento Roncador, en Brasil. Este campo, situado en la cuenca de Campos, tiene unos 3000 millones de barriles en reservas recuperables de crudo pesado.



Ilustración 2.4 – Mapa de localización de la Cuenca de Campos, Brasil (Fuente: http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2013/Gustavo_Gastao/relat1/Relat1.htm)

Una vez elegido el pozo debemos proceder a realizar el estudio climatológico ya que el desarrollo de las operaciones en los pozos *offshore* está muy influenciado por el clima y las características geográficas y geológicas.

2.4.1. Geotecnia

Si bien nuestro buque no es una plataforma fija que requiera estar en contacto directo con el fondo marino si necesita de un sistema que lo mantenga en la posición deseada. Como hemos comentado previamente, nuestro barco empleará un sistema de posicionamiento dinámico pero, como es común en estos buques, también emplea un sistema de amarre por lo que el conocimiento de las propiedades del suelo marino es esencial para el correcto diseño del sistema de anclaje, aunque este último sistema no es objeto de este proyecto. Por otra parte, la caracterización de los suelos también es esencial para seleccionar las rutas de las tuberías evitando los geo-riesgos existentes^[6].

Problemática

El yacimiento elegido es de aguas profundas por lo que implica que es un área con grandes estratos sedimentarios y una pendiente promedia baja, aunque en algunas zonas se pueden encontrar declives más empinados debido a taludes previos.

Los principales riesgos que se pueden presentar en estas zonas son:

- Taludes potencialmente inestables
- Una topografía rocosa e irregular
- Erosión del fondo marino, por la acción de las corrientes submarinas
- Sismos
- Fallas activas

Para poder saber qué riesgos son los más propicios en la zona en la que se desea operar es necesario realizar un estudio previo integral de los sucesos geológicos ocurridos en el lugar previamente remontándonos varios años, así como un estudio de las características geográficas actuales.

Si bien se trata de un tema muy importante, no vamos a profundizar en este tema ya que el cálculo y diseño del sistema de amarre y anclaje no es objeto de este proyecto, aunque de igual modo en la siguiente imagen (Ilustración 2.5) podemos ver una sección del fondo marino de la Cuenca de Campos:

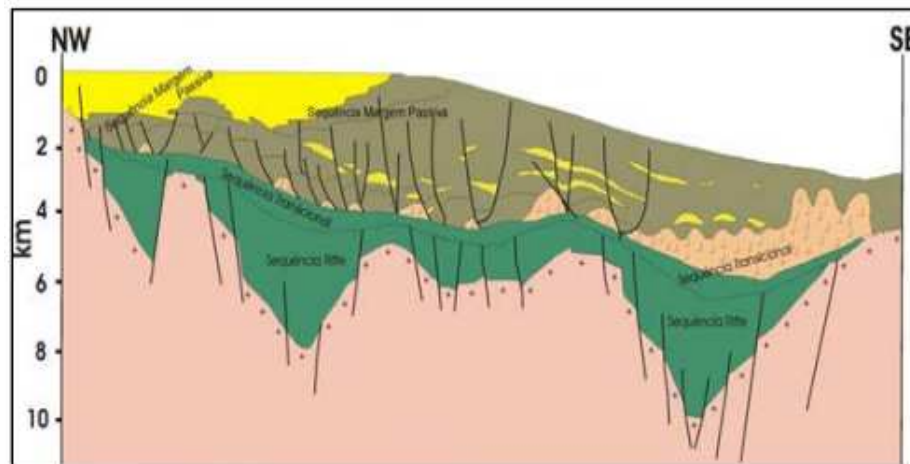


Ilustración 2.5 - Sección geológica de la Cuenca de Campos (Fuente: Yacimientos Petroleros en Turbiditas con Ejemplos Representativos, publicado en Septiembre de 2012 por Indira Rojas Barrera y Cuauhtemoc Ulises Rojas Barrera)

2.4.2. Oceanografía

En este punto debemos observar los parámetros relativos a la circulación oceánica y al oleaje^[6].

Circulación oceánica

El estudio de la circulación oceánica es relevante para diversos propósitos por lo que varios grupos de investigación se encargan de él empleando principalmente modelos numéricos de circulación debido a las ventajas que estos ofrecen para su representación global.

Corriente oceánica es el nombre que recibe el movimiento de las aguas, las cuales tienen multitud de causas y además es distinto en el fondo del océano y en la superficie así como en los distintos puntos del planeta, por lo que es importante conocer las peculiaridades de la zona.

- Corrientes superficiales

El sistema de corrientes de Brasil transporta agua cálida subtropical en su parte superficial, sus primeros 600 m de columna de agua, originada por una bifurcación de la corriente Ecuatorial del Sur. Estas aguas tienen una salinidad superior a 35 ‰ y una temperatura superior a los 16°C.

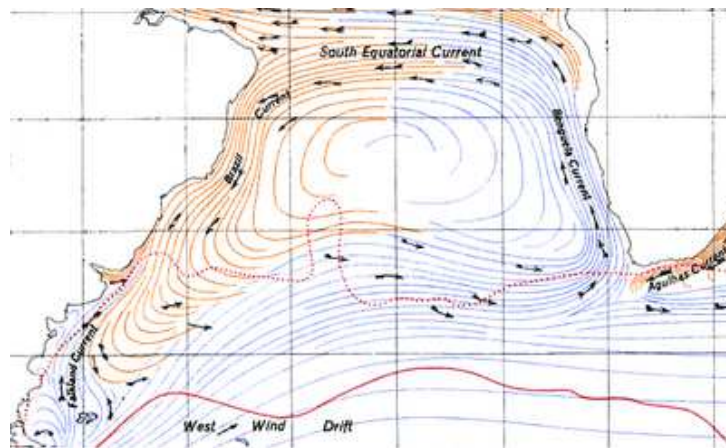


Ilustración 2.6 - Esquema de la circulación superficial del Atlántico Sur, en naranja aparecen las corrientes cálidas y en azul, las corrientes originadas por aguas profundas y frías (Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_marina)

- Corrientes profundas

Las corrientes submarinas se forman debido al enfriamiento de las corrientes superficiales. Hemos de recordar que el agua fría es más densa que la cálida y por tanto al enfriarse ésta desciende, a esto debemos añadir que el agua salada tiene una densidad mayor que la dulce; en consecuencia, el agua del fondo de las cuencas oceánicas es fría, alrededor de los 4°C y muy salada.

Estas corrientes son muy dinámicas por lo que la cinta transportadora que constituye la corriente termohalina oceánica tiene un caudal volumétrico de entre 13 y 17 millones de m³/sg.

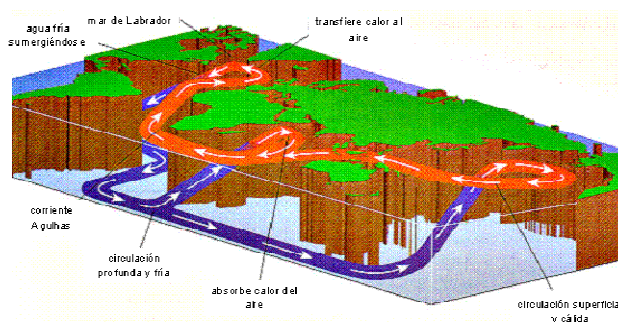


Ilustración 2.7 - Esquema global de la cinta de transporte de corrientes oceánicas, tanto superficiales (roja) como profundas (azul) (Fuente: http://cambioclimaticoenergia.blogspot.com.es/2010_09_01_archive.html)

- Corrientes estacionales

Como podemos observar en la siguiente imagen (Ilustración 2.8), le temperatura de la superficie del agua es distinta dependiendo de la estación,

así en verano tenemos una temperatura de entre 26 y 28°C, en otoño y primavera de entre 22 y 26°C y en invierno de entre 20 y 22°C.

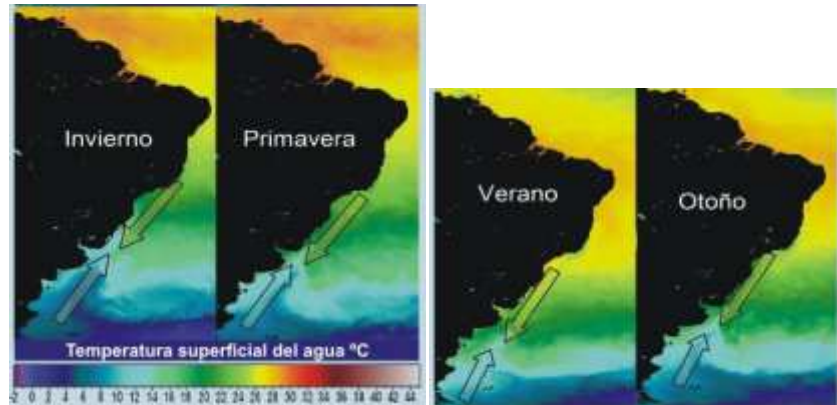


Ilustración 2.8 - Temperatura estacional de la superficie del agua (Fuente: Circulación superficial del Atlántico Sur Occidental, por Leonardo Ortega)

Oleaje

El oleaje se corresponde con una sucesión de ondas con una gran variedad de periodos, por lo que es interesante realizar el estudio de este, porque su fuerza podría poner en riesgo la seguridad de las estructuras marinas^[6].

En las dos imágenes siguientes (Ilustración 2.9 y 2.10) se muestra en un momento preciso la energía y altura de las olas, para realizar un estudio correcto debemos tener presente que estas imágenes van a cambiar continuamente a lo largo del día, semana, mes y año.

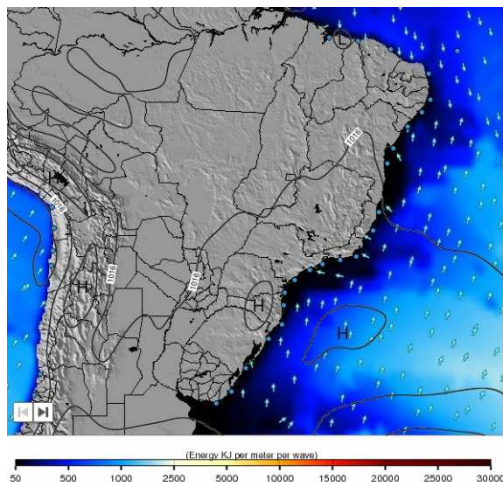


Ilustración 2.9 - Energía del oleaje en un instante determinado (Fuente: http://es.surf-forecast.com/weather_maps/Brazil)

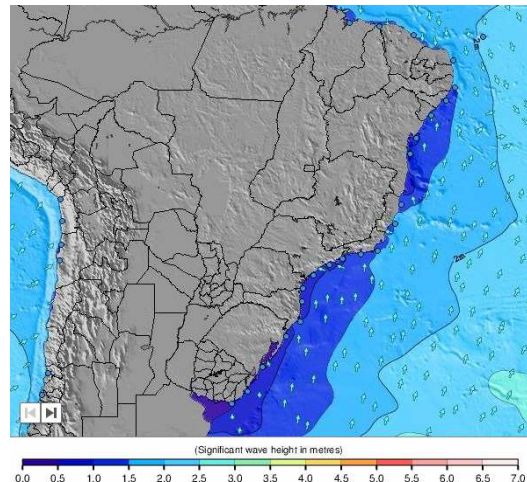


Ilustración 2.10- Altura del oleaje en un instante determinado (Fuente: http://es.surf-forecast.com/weather_maps/Brazil?over=none&type=htsgw)

Para hacernos una idea mostraremos un gráfico (Ilustración 2.11) de los cambios que sufre durante un solo día y una tabla (Tabla 2.3) de mareas de la primera quincena de un mes determinado:

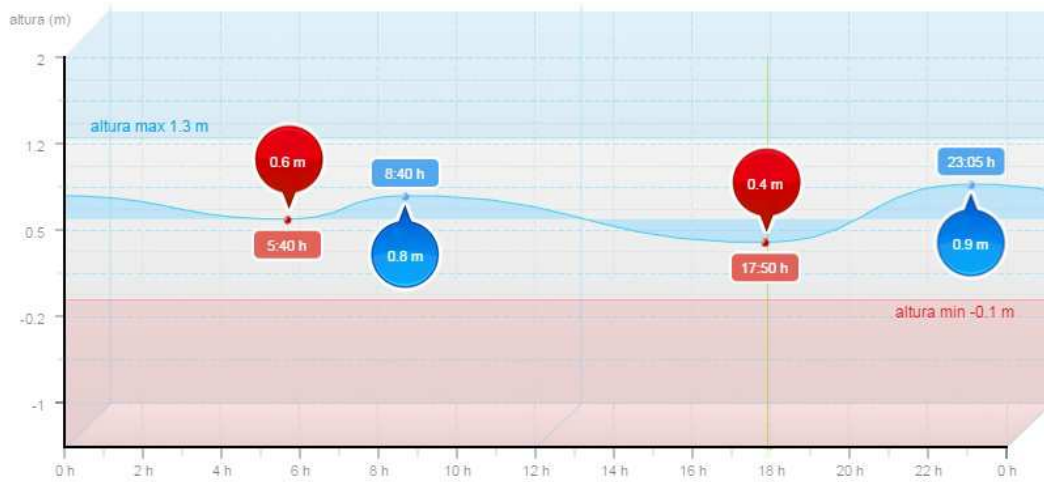


Ilustración 2.11 - Pleamares y bajamares del día 27/04/2015 (Fuente: <http://www.tablademareas.com/br/rio-de-janeiro/marica>)

DÍA	☀	☾	MAREAS			
			1ª MAREA	2ª MAREA	3ª MAREA	4ª MAREA
1 X	05:59h	17:50h	00:30h pleamar (1 m)	08:00h bajamar (0.3 m)	12:35h pleamar (1.1 m)	20:25h bajamar (0.1 m)
2 J	06:00h	17:50h	01:05h pleamar (1 m)	08:40h bajamar (0.2 m)	13:15h pleamar (1.1 m)	21:05h bajamar (0.1 m)
3 V	06:00h	17:49h	01:45h pleamar (1.1 m)	09:15h bajamar (0.1 m)	14:00h pleamar (1.2 m)	21:35h bajamar (0.1 m)
4 S	06:01h	17:48h	02:25h pleamar (1.1 m)	09:45h bajamar (0.1 m)	14:40h pleamar (1.2 m)	22:05h bajamar (0.1 m)
5 D	06:01h	17:47h	02:55h pleamar (1.2 m)	10:10h bajamar (0.1 m)	15:15h pleamar (1.3 m)	22:30h bajamar (0.2 m)
6 L	06:01h	17:46h	03:30h pleamar (1.2 m)	10:30h bajamar (0.2 m)	15:50h pleamar (1.3 m)	22:55h bajamar (0.3 m)
7 M	06:02h	17:45h	04:00h pleamar (1.1 m)	10:45h bajamar (0.2 m)	16:25h pleamar (1.2 m)	23:15h bajamar (0.4 m)
8 X	06:02h	17:44h	04:30h pleamar (1.1 m)	10:50h bajamar (0.3 m)	17:05h pleamar (1.1 m)	
9 J	06:02h	17:43h	01:00h bajamar (0.5 m)	05:15h pleamar (1 m)	11:05h bajamar (0.4 m)	18:10h pleamar (1.1 m)
10 V	06:03h	17:42h	02:15h bajamar (0.6 m)	06:15h pleamar (0.9 m)	11:30h bajamar (0.5 m)	11:55h pleamar (0.5 m)
11 S	06:03h	17:41h	03:45h bajamar (0.6 m)	07:20h pleamar (0.8 m)	15:35h bajamar (0.5 m)	20:20h pleamar (0.9 m)
12 D	06:03h	17:40h	05:30h bajamar (0.6 m)	08:20h pleamar (0.8 m)	17:25h bajamar (0.4 m)	22:55h pleamar (1 m)
13 L	06:04h	17:39h	06:15h bajamar (0.5 m)	10:10h pleamar (0.8 m)	18:15h bajamar (0.2 m)	23:40h pleamar (1 m)
14 M	06:04h	17:39h	06:50h bajamar (0.4 m)	11:25h pleamar (0.9 m)	19:00h bajamar (0.1 m)	
15 X	06:05h	17:38h	00:15h pleamar (1.1 m)	07:30h bajamar (0.3 m)	12:05h pleamar (1 m)	19:45h bajamar (0.1 m)

Tabla 2.3 - Tabla de mareas de la primera quincena del mes de abril del presente año (Fuente: <http://www.tablademareas.com/br/rio-de-janeiro/marica>)

2.4.3. Meteorología

Al igual que la oceanografía, la meteorología es un campo de aplicación muy diversa, por lo que su estudio está muy extendido por todo el mundo^[6].

En este caso, al igual que las corrientes y el oleaje, los datos fluctúan día a día, a continuación se muestra la predicción meteorológica del lugar durante el presente año (Tabla 2.4) y la rosa de vientos del año (Ilustración 2.12):

Mes del año	ene	feb	mar	abr	Mayo	juni	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Año
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	1-12
Dominante Dir. del viento	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖	↖
Probabilidad del viento >= 4 Beaufort (%)	21	25	23	16	9	8	8	15	23	29	26	27	19
Promedio Velocidad del viento (kts)	8	8	8	7	7	7	7	7	8	9	8	8	7
Temperatura media del aire (°C)	28	29	28	27	24	23	23	23	24	25	26	28	25

Tabla 2.4 - Predicción meteorológica del presente año (Fuente: http://es.windfinder.com/windstatistics/santos_dumont_rio_de_janeiro)

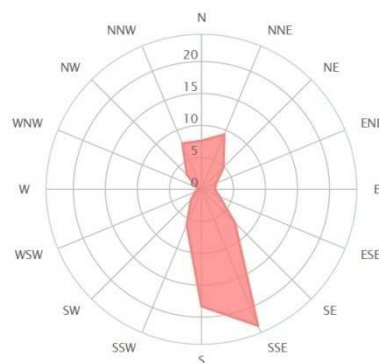


Ilustración 2.12 - Rosa de viento del presente año (Fuente: http://es.windfinder.com/windstatistics/santos_dumont_rio_de_janeiro)

Los datos de las características de temperatura, tanto marina como aérea, vientos, oleaje, mareas y corrientes se deben tomar de forma estadística, empleando para ello diferentes métodos estadísticos el evaluar la sensibilidad de los resultados.

Cuando las predicciones teóricas no son fiables, los cálculos teóricos se deben sustentar por modelos de prueba, observaciones de estructuras ya existentes o por una prueba que combine los modelos de prueba y las observaciones.

Capítulo 3. Reglamentaciones y normativa

Actualmente la normativa es fundamental para todo proyecto que se quiera emprender y un proyecto offshore no es menos. Existen unas normativas internacionales con las que todos los proyectos de ésta índole deben cumplir como son las normas ISO y MARPOL. Del mismo modo hay normativas nacionales como son AFNOR de Francia, ABNT de Brasil, JIN de Japón, SCC de Canadá, ANSI de USA, BSI de UK, DGN de Méjico o DIN de Alemania; además de esto también existen recomendaciones de distintas instituciones relacionadas con la industria y las ya conocidas Sociedades de Clasificación en esta categoría entrarían NACE, API, ASME, IMP, OGP, OLF, ABS, BV, LR ó DNV. Si bien resulta necesario indicar que se trata de un sector relativamente nuevo y en desarrollo por lo que la normativa y recomendaciones aún se encuentra igualmente en desarrollo.

3.1. IMO (*International Maritime Organization*)

Esta Organización fue fundada en 1948 y actualmente cuenta con la participación de 164 Estados. Se trata del primer organismo de carácter internacional que vela por la seguridad y protección del medioambiente^[11].

Sus campos de actuación más relevantes en relación a nuestro proyecto son la protección del medio ambiente y la tecnología marina; también comprende asuntos jurídicos, la seguridad de la vida humana en la mar (SOLAS), pero esto no afecta a nuestro trabajo específico^[12].

3.1.1. Convenio SOLAS (Convenio de la seguridad de la vida en la mar)

No obstante, hay que señalar que este convenio recoge varias exigencias en cuanto al diseño, construcción y navegación de los buques así como al

transporte de la carga, mercancías peligrosas y cargas especiales (gases licuados de petróleo, gas natural, productos químicos, etc.). Del mismo modo especifica los medios de salvamento que se requieren en cada caso, los sistemas de protección y lucha contra incendios, los sistemas de comunicaciones y los sistemas de gestión de la seguridad operacional de los buques. Parece relevante mencionar el Código ISM que define a escala internacional unas normas mínimas para la formación y titulación de los operadores de los buques y sus oficiales.

Código ISM (*International Safety Management Code*)

En 1993 se adoptó este Código para la gestión de la seguridad y la prevención de la polución estableciendo unos objetivos de gestión y exigiendo la definición por parte de las compañías armadoras de un Sistema de Gestión de la Seguridad aplicado tanto al buque como a sus sistemas de apoyo desde tierra.

3.1.2. MARPOL (Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques)

Este Convenio aborda todas las formas de contaminación marina originada por los buques. Se compone de seis anexos en los que se recogen las exigencias de diseño de los buques, equipos y medios para una operación limpia del buque.

El primero de ellos trata de las exigencias de diseño, construcción y operación para evitar la contaminación por Hidrocarburos; el segundo se refiere a otras sustancias líquidas; el tercero incluye las sustancias contaminantes en bultos; el cuarto trata de las aguas sucias residuales; el quinto se refiere a las basuras; y el sexto incluye la prevención de contaminación atmosférica por los gases de exhaustación de los motores y vapores de las cargas líquidas.

Tanto cuidado con estas sustancias es debido a que sus propiedades químicas y físicas hacen que su transporte sea muy peligroso y que la electricidad electrostática que se produce en las descargas pueda acabar desembocando en una explosión.

3.2. ISO (*International Organization for Standardization*)

Esta organización abarca un amplio abanico de normas ya que recoge el desarrollo de normas internacionales de fabricación, comercio y comunicación para todas las ramas industriales. Sin embargo nosotros nos centraremos en las que tienen relación con la explotación y más brevemente con el transporte de los hidrocarburos en aguas profundas, las cuales alcanzan las estructuras marinas, los sistemas de producción submarina y los sistemas flotantes de producción, estos dos últimos nos afectan directamente^{[13][14]}.

3.2.1. ISO 2394 – Principios generales sobre la fiabilidad de las estructuras

Esta norma presenta el desarrollo de un tratamiento sistemático y racional de los riesgos para la aplicación del diseño basado en la fiabilidad proporcionando estructuras especiales en las que se requiere la experiencia previa. Ella permite regular, verificar y documentar el desempeño seguro y adecuado de las estructuras realizando tres niveles de enfoques distintos pero relacionados; a saber, riesgo informado, fiabilidad basada y semi-probabilístico^[17].

3.2.2. ISO 13623 – Sistema de transporte por tuberías

Esta norma no es un manual de diseño, sino que se usa en conjunto con la correcta práctica de la ingeniería. Da recomendaciones para el diseño, elección de material, construcción, pruebas, operación, mantenimiento y abandono de los ductos en tierra y mar, los pozos de conexión, plantas de producción o proceso, refinerías e instalaciones de almacenamiento.

Nos ha parecido conveniente mencionarla aunque no sea aplicable a tubería flexible como requiere nuestro proyecto.

3.2.3. ISO 13628 – Diseño y operación de los sistemas de producción submarina

Esta norma se divide en varias partes, todas en relación con los sistemas de producción submarina.

ISO 13628-1 - *General requirements and recommendations*

Esta primera parte proporciona los requisitos, recomendaciones y orientaciones generales para el desarrollo de un sistema de producción submarina desde su diseño hasta su abandono. El sistema de producción submarina completa comprende varios subsistemas necesarios para producir hidrocarburos a partir de uno o más pozos submarinos y transferirlos a una instalación de procesamiento dada situada en alta mar, o para inyectar agua / gas a través de pozos submarinos.

ISO 13628-2 - *Flexible pipe systems for subsea and marine applications*

Esta define los requisitos técnicos de seguridad, dimensiones y funciones de los tubos flexibles que están diseñados y fabricados conforme a los criterios y normas pertinentes.

ISO 13628-3 - *Through flowline (TFL) systems*

Esta especifica los requisitos y da recomendaciones para el diseño, la fabricación y el funcionamiento de los equipos y sistemas de TFL por lo que nos afecta.

ISO 13628-4 - *Subsea wellhead and tree equipment*

Esta proporciona especificaciones para cabezas de pozo submarinos, cabezas de pozo de lodo, cabezas de pozo de lodo de obtención de detalles y de ambos árboles verticales y horizontales submarinas. Se especifica el utillaje asociado necesario para manejar, probar e instalar el equipo. También especifica las áreas de diseño, materiales, soldadura, control de calidad, marcación, almacenamiento y envío para ambos subconjuntos individuales y conjuntos completos de árboles submarinos.

ISO 13628-5 - *Subsea umbilicals*

Esta especifica los requisitos y da recomendaciones para el diseño, selección de materiales, fabricación, verificación del diseño, prueba, instalación y operación de los umbilicales y equipos auxiliares asociados a las industrias del petróleo y del gas natural. Se aplica a los umbilicales que contengan

componentes tales como cables eléctricos, fibras ópticas, mangueras termoplásticas y tubos metálicos, ya sea solos o en combinación.

ISO 13628-6 - *Subsea production control systems*

Esta es aplicable al diseño, fabricación, pruebas, instalación y operación de sistemas de control de producción submarinos. Cubre los equipos del sistema de control de superficie, los equipos del sistema de control submarino instalados y los fluidos de control.

ISO 13628-7 - *Completion/workover riser systems*

Esta proporciona requisitos y recomendaciones para el diseño, análisis, materiales, fabricación, pruebas y operación de los sistemas de tuberías que se emplean desde una embarcación flotante. Se limita a las canalizaciones verticales, fabricados a partir de aceros al carbono de baja aleación por lo que los tubos flexibles están más allá del alcance de la norma y no nos afecta.

ISO 13628-8 - *Remotely Operated Vehicle (ROV) interfaces on subsea production systems*

Esta proporciona los requisitos funcionales y directrices para las interfaces ROV.

ISO 13628-9 - *Remotely Operated Tool (ROT) intervention systems*

Esta establece los requisitos generales y recomendaciones generales para el desarrollo de los sistemas de producción desde el diseño hasta la clausura, y da una descripción de cómo los sistemas de intervención ROT se refieren a la totalidad del sistema de producción submarina.

ISO 13628-10 - *Specification for bonded flexible pipe*

Esta define los requisitos técnicos de seguridad, dimensiones y funciones de las uniones de los tubos flexibles que están diseñados y fabricados conforme a normas y criterios uniformes.

ISO 13628-11 - *Flexible pipe systems for subsea and marine applications*

Esta última parte proporciona directrices para el diseño, análisis, fabricación, prueba, instalación y operación de tuberías flexibles y sistemas de tubos

flexibles para el área terrestre y para aplicaciones submarinas. Se aplica a los conjuntos de tubos flexibles, que consiste en segmentos de cuerpo flexible con accesorios terminales conectados a ambos extremos.

3.2.4. ISO 14723 – Sistema de transporte por tuberías: Válvulas submarinas

Esta norma está basada en la norma ISO 14313, salvo que en este caso se trata de tuberías submarinas. En ella se especifican los requisitos y recomendaciones para el diseño, fabricación, pruebas y documentación de las diversas válvulas para su aplicación submarina en alta mar.

3.2.5. ISO 15589 – Protección catódica del sistema de transporte por tuberías

En especial tendremos en cuenta la norma ISO 15589-2, ya que es la parte específica de las tuberías offshore, en la cual se tienen en cuenta, entre otros aspectos, recomendaciones para el aislamiento de las articulaciones, la evaluación del agrietamiento por estrés inducido por el hidrógeno, los recubrimientos con y sin hormigón o el cálculo de los valores electroquímicos de los ánodos.

3.2.6. ISO 19900 – Industria del petróleo y gas natural

Esta norma consta de una serie de normas internacionales que regulan los requisitos generales para las estructuras offshore (ISO 19900), los requisitos específicos para estructuras *offshore* (ISO 19901-1 para las consideraciones del diseño y operaciones metoceanicas, ISO 19901-2 para los procedimientos y criterios de diseño sismorresistente, ISO 19901-3 para las estructuras *topside*, ISO 19901-4 para las consideraciones de diseño geotécnicos y funcionales, ISO 19901-5 para el control del peso durante la ingeniería y construcción e ISO 19901-6 para las operaciones marinas), las estructuras flotantes *offshore* (ISO 19904), evaluación de las unidades *Jack-ups* (ISO 19905) y las estructuras marinas del Ártico (ISO 19906).

Estas normas constituyen una base común que abarca los distintos requisitos de diseño y evaluación de todo lo referente a las estructuras de la industria del petróleo y gas natural en todo el mundo a fin de lograr unos niveles de fiabilidad conveniente.

ISO 19900 - General requirements for offshore structures

Esta norma especifica los principios generales para el diseño y evaluación de las estructuras sometidas a determinadas acciones previsibles, aplicables a las etapas de fabricación, transporte e instalación, así como a la evaluación o modificación de las estructuras existentes^[15].

ISO 19901 - Specific requirements for offshore structures

Esta norma especifica las consideraciones a tomar en el diseño, fabricación, instalación, modificación y gestión de la integridad estructural, sobre todo de la zona estructural de la obra muerta y que no forman parte de la estructura de soporte o del casco. Con esto queremos indicar que también afecta a la torre que debemos diseñar en este proyecto^[16].

ISO 19904 – Floating offshore structures

Esta norma se desarrolló para realizar una definición coherente y consistente de metodologías para diseñar, analizar y evaluar los artefactos flotantes en alta mar. Ella proporciona los requisitos para el diseño y la evaluación de las estructuras marinas utilizadas para la producción, el almacenamiento y/o descarga y la perforación, o un conjunto de algunas de estas funciones.

3.3. ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas)

ABNT es un miembro fundador de la Organización Internacional de Normalización (ISO), la Comisión de Normas Técnicas Panamericanas (COPANT) y la Asociación de Normalización Mercosur (AMN)^[18]. ABNT contribuye a la implementación de políticas públicas, promueve el desarrollo de los mercados, y atiende a la protección del consumidor y la seguridad de los ciudadanos. Esta asociación es la responsable de la publicación de las Normas Brasileñas (NBR).

Si nuestra estructura es de acero laminado o armado deberemos emplear las normas ABNT NBR 8800:2008 y 8800:1986; si se trata de acero conformado entonces usaremos las normas ABNT NBR 14762:2010 y 1462:2001; para la acción del viento sobre la estructura debemos emplear la norma ABNT NBR 6123; para la acción de un sismo sobre la estructura debemos emplear las normas ABNT NBR 6118:2014 y 15421:2006; para la seguridad en caso de incendios emplearemos las normas ABNT NBR 15200:2012 y 7190; para los temas relacionados con el crudo emplearemos las normas ABNT NBR 9619, 11349, 15738, 15724-1, 15724-2, 15724-3, 15724-4 y 15724-5; y para los productos químicos que se emplean para la extracción del crudo emplearemos las normas ABNT NBR 14725-1, 14725-2, 14725-3 y 14725-4.

3.4. OLF (*Oljeindustriens Landsforening*)

Se trata de una asociación noruega de la industria petrolera que da una serie de recomendaciones y directrices para un funcionamiento óptimo de los sistemas, estructuras, elementos y equipos, además de controlar la integridad de la zona de operación y la cualificación y seguridad del personal^[19].

En ella se especifican los medios que hay que tomar para salvaguardar la seguridad del medioambiente dependiendo del pozo que vaya a ser explotado, así como se dan unas directrices concernientes a los productos químicos que se vayan a emplear.

3.5. ABS Consulting (*American Bureau of Shipping*)

ABS Consulting es reconocida como una empresa líder en la realización de análisis de peligros de proceso en una amplia gama de industrias^[20]. Del mismo modo, cuando ocurre un incidente, es necesario identificar qué ha ocasionado dicho incidente y esta empresa realiza un estudio para evitar una reincidencia.

Los sistemas de seguridad abarcan todas las políticas, procesos y procedimientos utilizados para proteger la salud y seguridad dentro de una organización por lo que evalúa los sistemas de Administración de la seguridad empleada para identificar posibles brechas y deficiencias, así como identificar

la mejor vía para eliminar tales brechas y deficiencias a fin de mantener la conformidad con las normas de su industria.

También goza de capacidades únicas y de amplia experiencia con relación a los efectos de las explosiones y los diseños a prueba de explosiones, incendios y materiales tóxicos asociados con los procesos de refinación, procesos petroquímicos y procesos de productos químicos especializados cosa que en la industria del petróleo y el gas natural es fundamental.

3.5.1. SEMS (*Safety and Environmental Management System*)

ABS Consulting ofrece servicios de ayuda a la implantación de un sistema de administración de la seguridad y protección medioambiental (SEMS) ya que el nuevo reglamento emitido por la Oficina Nacional de Administración, Regulación y Aplicación de Energía Oceánica (BOEMRE) exige que los propietarios, operadores y contratistas offshore lo implementen.

ABS ofrece un servicio personalizado para la implantación del sistema SEMS teniendo siempre presente la seguridad industrial y protección medioambiental, los esfuerzos a los que va a estar sometido y los costos del mismo.

3.5.2. PSM (*Process Safety Management*)

ABS Consulting ofrece también servicios de ayuda al seguimiento de la norma que rige la administración de la seguridad de procesos, emitida por la Administración de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA), de forma que procura evitar o minimizar las consecuencias de un escape de productos altamente peligrosos de forma personalizada, ya que cada instalación es diferente a cualquier otra ya existente.

3.6. DNV (*Det Norske Veritas*)

Como es natural, esta Sociedad de Clasificación regula desde la cualificación del personal hasta las cualidades del buque o estructura, pasando por la protección del medioambiente. Si bien para las unidades FPSO podemos encontrar muchas directrices que les afecten, nosotros nos centraremos en las que influyen directamente sobre el trabajo que nos traemos entre manos^[21].

3.6.1. Classification notes

Las notas de clasificación son unas publicaciones que dan información práctica sobre la clasificación de los buques y otros objetos. Ejemplos de soluciones de diseño, métodos de cálculo, especificaciones de procedimientos de ensayo, así como los métodos de reparación aceptables para algunos componentes se dan como interpretaciones de los requisitos de reglas más generales. De ellas, las que más nos interesan son:

Structural Reliability Analysis of Marine Structures

En esta publicación se dan una serie de directrices a seguir para identificar los posibles fallos estructurales para llegar al diseño más óptimo de dicha estructura.

Fatigue Assessment of Ship Structures

En esta publicación se dan una serie de directrices a seguir para controlar la fatiga de las estructuras asegurándose de que dicha estructura tiene una adecuada resistencia.

3.6.2. Offshore Service Specification

Las Especificaciones de servicio offshore DNV (OSS) establecen los requisitos de procedimiento para obtener y retener los certificados de clasificación y otras declaraciones de conformidad de instalaciones en el mar, instalaciones y objetos. De ellas, las que más nos interesan son:

Rules for Classification of Floating Production, Storage and Loading Units

Esta publicación presenta las reglas de DNV para la Clasificación de las unidades flotantes de producción y almacenamiento, especificando las condiciones y procedimientos para la asignación y el mantenimiento de la clasificación que incluye una lista de las referencias técnicas que se aplicarán para la clasificación.

Risk Based Verification of Offshore Structures

En este documento se describe un método para definir un ámbito de verificación de riesgos y da una orientación sobre la forma de establecer un plan de verificación. Esta especificación está destinada a ser utilizada para la determinación de los servicios de verificación de las estructuras de las instalaciones *offshore*, ya sean plataformas fijas o flotantes.

Offshore Riser Systems

Este documento proporciona criterios y orientación a los servicios de tuberías, ya sea para los sistemas verticales dinámicos completos, o por componentes autónomos de sistemas verticales.

3.6.3. Offshore Standards

Las Normas offshore DNV (OS) fijan los requisitos técnicos y criterios de aceptación de unidades, instalaciones y objetos offshore. De ellas, las que más nos interesan son:

Fabrication and Testing of Offshore Structures

Esta norma contiene los requisitos para la fabricación y ensayo de instalaciones en el mar. Esta norma ha sido escrita para su aplicación en todo el mundo en general. Las regulaciones gubernamentales pueden incluir requisitos adicionales a las descritas en esta norma, según el tamaño, el tipo, la ubicación y el servicio de una unidad mar adentro previsto.

Marine and Machinery Systems and Equipment

Esta norma ofrece principios, requisitos técnicos y orientación para el diseño, fabricación e instalación de sistemas de maquinaria marina y equipamiento de las unidades móviles de alta mar y de las instalaciones costa afuera flotantes.

Structural Design of Offshore Ships

Esta norma comprende secciones con disposiciones aplicables a las unidades flotantes de producción y / o de almacenamiento (FSO / FPSO) y buques de perforación. Esta norma describe tanto el principio de diseño por esfuerzos de trabajo (WSD) como el de diseño por factores de carga y resistencia (LRDF).

Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD Method)

Esta norma ofrece principios, requisitos técnicos y orientación para el diseño estructural de estructuras offshore, es la parte general de las normas extraterritoriales DNV para estructuras. Esta norma ha sido escrita para su aplicación en todo el mundo en general. Las regulaciones gubernamentales pueden incluir requisitos adicionales a las descritas en esta norma, según el tamaño, el tipo, la ubicación y el servicio de una unidad mar adentro previsto.

Structural Design of Offshore Units (WSD Method)

Esta norma ofrece principios, requisitos técnicos y orientaciones para el diseño estructural de estructuras costa afuera, basado en el método de diseño por esfuerzos de trabajo (WSD). Esta norma ha sido escrita para su aplicación en todo el mundo en general. Normas legales pueden incluir requisitos adicionales a las descritas en esta norma, según el tamaño, el tipo, la ubicación y el servicio de una unidad mar adentro previsto.

Dynamic Risers

Esta norma proporciona criterios, requisitos y orientación sobre el diseño estructural y análisis de sistemas verticales expuestos a cargas estáticas y dinámicas para su uso en las industrias del petróleo y gas natural costa afuera.

Oil and Gas Processing Systems

Esta norma contiene criterios, requisitos técnicos y orientación sobre el diseño, construcción y puesta en marcha de plantas de producción de hidrocarburos en alta mar y el equipo asociado. La norma es aplicable a las plantas ubicadas en las unidades flotantes en alta mar y en las estructuras marinas fijas de varios tipos.

Submarine Pipeline Systems

Esta norma proporciona criterios y recomendaciones sobre el desarrollo del concepto, diseño, construcción, operación y abandono de un sistema submarino de tuberías.

Transit and Positioning of Offshore Units

Esta norma proporciona los requisitos y recomendaciones específicas para la colocación de todo tipo de unidades en alta mar abarcando las actividades necesarias para posicionar una unidad o buque en un lugar de la costa y la planificación, análisis y pruebas necesarias para documentar una condición segura de la unidad en ese lugar. El posicionamiento se considera completo cuando la unidad está lista para funcionar u operar en condiciones normales y todos los análisis y las pruebas requeridas se han realizado y aceptado.

3.6.4. Recommended Practices

Las publicaciones de prácticas recomendadas (RP-series) incluyen la tecnología probada y soluciones que se han encontrado por DNV para su correcta práctica, y que representa una alternativa para satisfacer los requisitos estipulados en las normas DNV *offshore* u otros códigos y normas citadas por DNV. De ellas, las que más nos interesan son:

Corrosion Protection of Floating Production and Storage Units

Este documento proporciona un método con el cual conseguir una protección contra la corrosión de un FPSO ya que es un reto proporcionar más de 10 años de vida útil para la protección. Los sistemas básicos de protección contra la corrosión utilizados para el FPSO son las utilizadas en los buques mercantes (revestimiento y protección catódica). En consecuencia, para el FPSO la vida útil del sistema de revestimiento y sistema de protección catódica tiene que ser extendido a más de 10 años. El presente enfoque para el desarrollo de tal especificación para un FPSO es utilizar las experiencias de protección contra la corrosión de las plataformas marinas fijas y la tecnología del estado de la técnica para la protección contra la corrosión marina.

Structural Design of Offshore Ships

Este documento aborda el diseño estructural de las unidades de nueva construcción destinadas a operar en todo el mundo y describe en detalle la aplicación de los requisitos técnicos. Los métodos recomendados son, en principio, aplicables a todos los tipos de unidades con forma de barco monocasco de forma convencional.

Fatigue Design of Offshore Steel Structures

Esta práctica recomendada presenta recomendaciones en relación con los análisis de la fatiga basados en ensayos de fatiga y mecánica de la fractura. El objetivo de diseño de la fatiga es asegurar que la estructura tiene una adecuada resistencia a la fatiga.

Erosive Wear in Piping Systems

Este documento proporciona métodos para evaluar el desgaste erosivo en los componentes de la tubería y por lo tanto se puede aplicar para el dimensionamiento de las tuberías, la determinación de los caudales máximos en las tuberías existentes y definir los requisitos a las unidades de monitoreo. Los modelos y recomendaciones han sido elaborados sobre la base de investigaciones experimentales disponibles en la literatura, así como los resultados experimentales, la experiencia y los modelos disponibles dentro de DNV.

Cathodic Protection of Submarine Pipelines by Galvanic Anodes

Este documento ofrece la práctica recomendada de protección adicional de las tuberías submarinas. Las tuberías submarinas están diseñadas con un recubrimiento externo como el sistema principal de control de la corrosión. Aún así, se proporciona normalmente un sistema de protección catódica como seguro ante cualquier deficiencia en el sistema de revestimiento.

Design of Titanium Risers

Este documento proporciona la práctica recomendada en relación con los criterios, requisitos y orientación sobre el diseño estructural y análisis de sistemas verticales hechos de aleaciones de titanio y expuestas a la carga estática y dinámica para su uso en las industrias del petróleo y gas natural costa afuera.

Composite Risers

Este documento ofrece criterios, requisitos y orientación sobre el diseño estructural y análisis de sistemas verticales de materiales compuestos expuestos a cargas estáticas y dinámicas para su uso en las industrias del petróleo y gas natural costa afuera.

Structural Analysis of Piping Systems

Esta práctica recomendada se basa en mostrar lo mejor de la práctica industrial europea para el análisis estructural de los sistemas de tuberías destinados al sector *offshore*.

Riser Fatigue

La fatiga es abordada por todas las normas y códigos reconocidos, que requieren una seguridad adecuada contra el fallo por fatiga. Esta práctica recomendada presenta recomendaciones en relación con los análisis de fatiga de los tubos basados en ensayos de fatiga y mecánica de la fractura. El objetivo de diseño de la fatiga es para asegurar que las bandas tienen una adecuada resistencia a la fatiga. Cabe señalar que cualquier elemento o parte de la columna ascendente, cada unión soldada y accesorios u otra forma de concentración de tensiones, es potencialmente una fuente de agrietamiento por fatiga y deben ser considerados individualmente.

Riser Interference

Este documento considera los procedimientos de análisis y criterios de diseño para la evaluación de la interferencia. El riesgo de interferencia entre bandas marinas aumenta al aumentar la longitud vertical.

Dynamic Positioning Systems – Operation Guidance

Esta práctica se basa en la guía de operación del Comité Técnico de la Sociedad de Tecnología Marina para el posicionamiento dinámico.

Dynamic Positioning Vessel – Design Philosophy Guidelines

Esta práctica recomendada es el resultado de la cooperación entre la DNV y el Comité Técnico de la Sociedad de Tecnología Marina. Esto no es un documento completo que abarca todos los aspectos de diseño de los buques DP, se trata de proporcionar orientación sobre una serie de temas que no se han definido adecuadamente por las Reglas de la Clase o están sujetos a interpretación.

Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) of Redundant Systems

Este documento proporciona el método de análisis de fallos en los sistemas redundantes mediante el empleo del análisis del modo de fallo y sus efectos (FMEA). El objetivo de esto es proporcionar evidencia objetiva de la redundancia necesaria y tolerancia a fallos.

Environmental Conditions and Environmental Loads

Este documento ofrece orientación para el modelado, análisis y predicción de las condiciones ambientales para el cálculo de las que actúan sobre las estructuras. Las cargas se limitan a los causados por el viento, las olas y la corriente.

3.6.5. Rules for Classification of Ships

El Reglamento para la clasificación de los buques establece los requisitos de procedimiento para obtener y retener los certificados de clase, y los requisitos técnicos y criterios de aceptación de los buques y su equipamiento. Este reglamento se divide en varios capítulos y de ellos, los que más nos interesan son:

Dynamic Positioning Systems

Las normas de este capítulo se aplican a los sistemas de posicionamiento dinámico de buques y unidades móviles *offshore*.

Dynamic Positioning Systems with Enhanced Reliability

Las normas de este capítulo se aplican a los sistemas redundantes de posicionamiento dinámico de buques y unidades móviles *offshore*. La intención es lograr la integridad del sistema frente a la pérdida de la posición y de la capacidad mantenimiento del rumbo.

3.6.6. Standards

Las Normas DNV (ST) son esenciales para la ingeniería, mantenimiento y cumplimiento en las industrias marítimas, petroquímica, petróleo, gas y energía. Esta colección dicta requisitos técnicos para el diseño, construcción y mantenimiento de las instalaciones relacionadas con el mar, como las

estructuras costa afuera y los sistemas de tubería submarina. De ellas, la que más nos interesa es:

Subsea Equipment and Components

Esta norma establece los principios y los requisitos técnicos para el diseño y fabricación de equipos y componentes submarina con el fin de mantener la seguridad y función en la operación.

Capítulo 4. Diseño de la torre

Estos buques disponen de una torre destinada a la estabilidad del buque en operación y al cobijo de la maquinaria necesaria para la transferencia de los distintos fluidos entre el pozo y la unidad.

4.1. Estudio previo

La torre se emplea como una respuesta técnica a diversos requerimientos:

- . Mantenimiento de la posición respecto a un punto determinado de la unidad.
- . Minimización de las acciones ambientales que afectan a la operación del buque mediante el giro de la unidad alrededor de la torre.
- . Transferencia de las órdenes de control y bombeo a los fluidos que se transmiten del pozo a la unidad y viceversa.

La torre se debe situar a una distancia de alrededor del 75% de la eslora entre perpendiculares de la perpendicular de popa, de forma que se garantice el comportamiento veleta; es decir, que de forma instantánea girará para encontrar su posición de equilibrio frente a una tormenta. Si la distancia es menor se requerirá de la ayuda de los propulsores para la alineación con la tormenta^[5].

4.1.1. Tipos de torre

La torre puede ser interna o externa; es decir, estar situada en el centro o hacia la proa del buque dentro del casco, con una *moon pool* que le permite no toparse con ningún impedimento por parte del buque para realizar sus

funciones, o por el contrario estar situada fuera del casco del buque sobre una estructura que sobresale de este.

La decisión de usar un tipo de torre u otro depende de varios factores como son la conexión de los risers a la torre, el sistema de amarre empleado o el tamaño del buque en relación con la capacidad de almacenamiento y procesado que se desea tener.

Sistemas de amarre

El sistema de amarre puede ser de punto simple o múltiple y también puede ser interno o externo (Ilustraciones 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6):

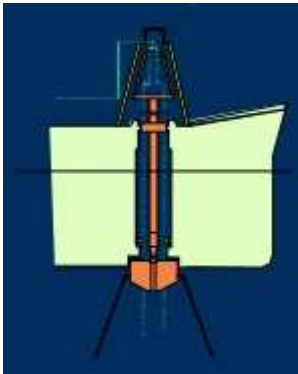


Ilustración 4.1 - Amarre flotante a torre
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)

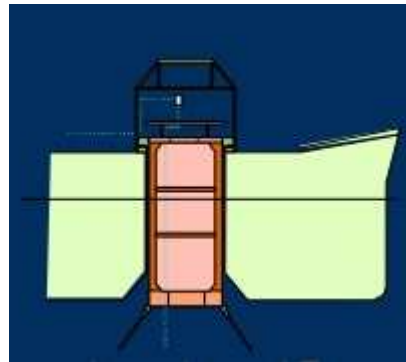


Ilustración 4.2 - Gran torre interna
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)

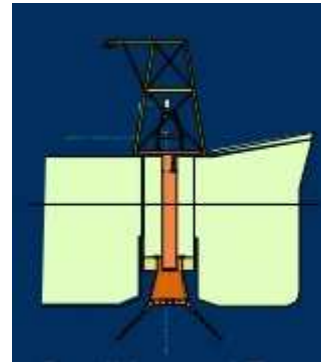


Ilustración 4.3 - Pequeña torre interna
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)

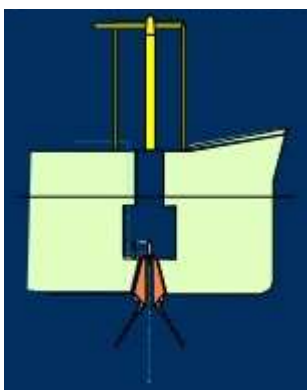


Ilustración 4.4 - Torre de producción sumergida
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)



Ilustración 4.5 - Torre externa de amarre
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)

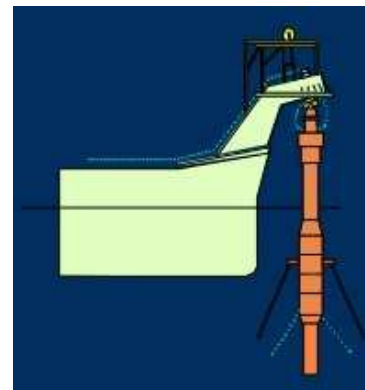


Ilustración 4.6 - Torre riser de amarre
(Fuente:<http://www.slideshare.net/IQPCsingapore/alastair-jones>)

Las torretas internas son las más comunes, estas suelen emplear una conexión con los risers desconectable de modo que en caso de necesidad se pueda desconectar la unidad del pozo rápidamente (se tarda alrededor de media hora) impidiendo que ocurra un desastre de grandes dimensiones.

4.1.2. Partes de la torre

La estructura de la torre consiste básicamente en un cilindro, pero se puede dividir en varias secciones^[5]:

- *Moon pool*

Se trata de un hueco en el casco para facilitar amarre de la unidad y el paso de los instrumentos necesarios para la operación de extracción.

No obstante no deja de ser una apertura en el casco y trae consigo problemas estructurales y por tanto esta zona debe disponer de una estructura especial en relación con el resto del casco para, de este modo, resistir correctamente los esfuerzos.

- Cuerpo estructural de la torre

Es el cilindro hueco que atraviesa el casco, en él se disponen los risers, de los diámetros deseados estructuralmente integrados y los tubos para el paso de las líneas de fondeo.

La estructura inferior entre el fondo y el doble fondo, así como las bandas de apoyo de cojinetes bajos son “zona especial” debido a que soportan todas las resultantes de las fuerzas de fondeo.

- Cilindro superior o collar

Tiene como misión principal recibir las cargas de la torre y transmitir las con el sistema de cojinetes, horizontales y verticales a la *moon pool*, también incorpora el sistema *drag chain* que permite el giro de la unidad frente a las acciones ambientales que sucedan durante la operación del buque (Ilustración 4.7).

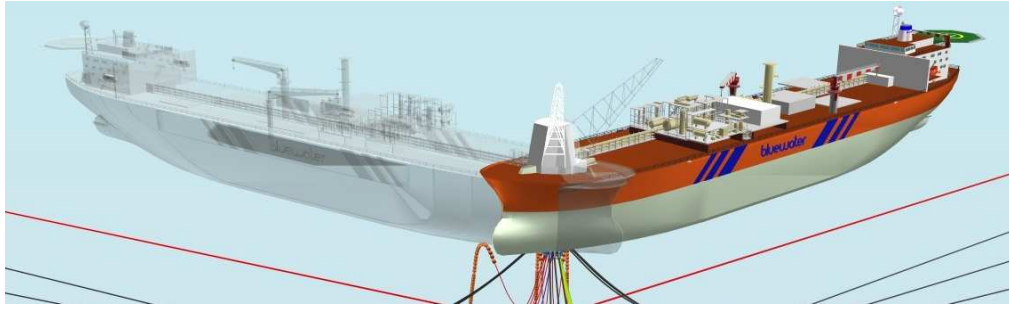


Ilustración 4.7 - Sistema "drag chain" (Fuente: <http://www.bluewater.com/fleet-operations/what-is-an-fpso/>)

Sobre la parte superior lleva cuatro cubiertas a modo de plataformas que sirven para soportar los colectores correspondientes, sección que recibe el nombre de *manifold*; la primera de ellas destinada al procesado del crudo, denominada *process deck*; la segunda de ellas destinada a la limpieza de las tuberías, denominada *pig deck*; la tercera de ellas destinada al equipamiento, denominada *equipment deck* y la cuarta de ellas destinada a los cabrestantes, denominada *winch deck* y encima la cubierta de transferencia (*transfer deck*) la cual soporta la caracola espiral de transferencia *drag chain* (Ilustración 4.8).

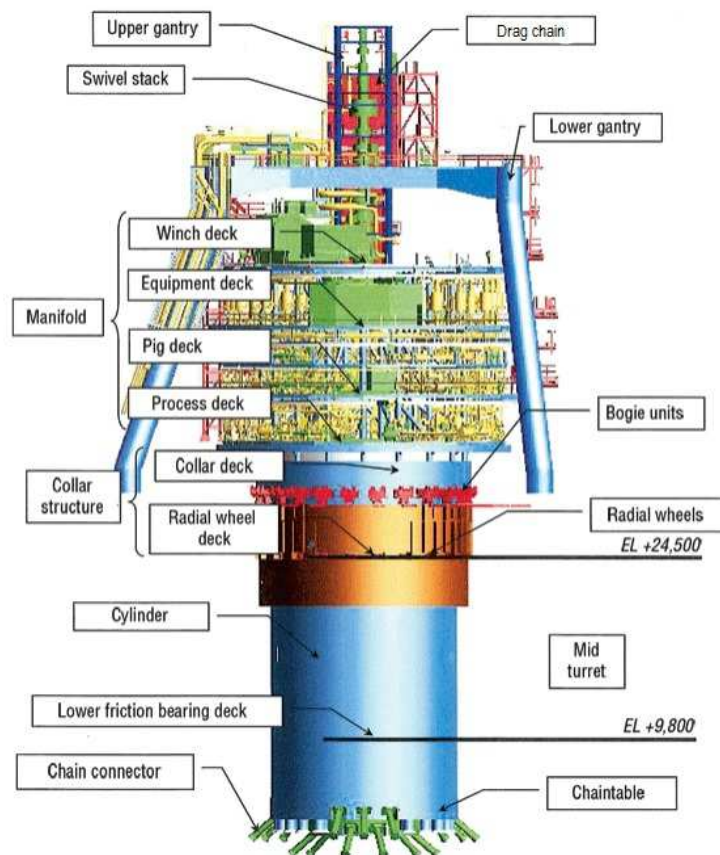


Ilustración 4.8 - Partes de la torre (Fuente: http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-71/issue-1/drilling-__completion/the-skarv-fpsO-turret-mooring-system-a-5000-ton-challenge.html)

- Sistema de cojinetes

Se trata del sistema de deslizamiento radial y horizontal, los cojinetes soportan el peso de la torreta tierra fija y las cargas verticales, así como contrarrestan los momentos. Se dividen en varios grupos para que la carga que soporta cada uno sea proporcional, siempre teniendo en cuenta las zonas más afectadas por las fuerzas externas y el peso de la torre.

- Sistemas de transferencia

Es de tipo *drag chain*, como ya hemos comentado, compuesto por varios pisos de mangueras y cables de acuerdo con el número de *risers* que se instalen. Por su parte baja salen las mangueras que unen el colector con el nivel inferior.

4.2. Cargas a soportar

El diseño de la torre ha de realizarse con unos criterios de resistencia y rigidez tales que la estructura soporte los esfuerzos debidos a las diversas cargas a la que esta se verá sometida. En concreto se debe calcular la máxima resistencia de los materiales de la torre ante viento extremo, resistencia a fatiga de los materiales de la torre para una vida útil de diseño de 20 a 30 años y la rigidez de la torre (frecuencia natural de flexión) para evitar problemas de vibraciones mecánicas. A continuación se indican cada uno de los criterios de diseño.

Resistencia máxima

La resistencia máxima de la estructura se puede obtener calculando las cargas estáticas debidas a su propio peso y al de todos los elementos que alberga y/o soporta, así como la fuerza ejercida por el viento.

Rigidez

La torre requiere de una cierta rigidez para evitar los posibles desplazamientos que se ocasionen debido a las cargas. Esta rigidez se consigue mediante la combinación de diversos factores como son las características propias del material y el espesor que se emplee para la estructura.

Resonancia

Es importante realizar un estudio de la frecuencia natural de la estructura para evitar que esta coincida con la frecuencia del buque en el que la torre se instalará.

Flexión lateral, pandeo

Se debe tener presente el pandeo al tratarse de una torre de gran altura y estar instalada sobre la cubierta de un buque. Si bien hemos de mencionar que al no tratarse de una estructura muy esbelta este no será un gran problema.

Resistencia a fatiga

Las cargas que varían con el tiempo son muy significativas cuando se quiera calcular la resistencia a la fatiga de una estructura. Un cálculo estático no es suficiente para determinar el comportamiento estructural de los componentes a largo plazo; y al tratarse de una torre de un FPSO que requiere de una vida útil de entre 20 y 30 años, es importante hacer este estudio.

Si bien este estudio es muy importante, no pertenece al alcance de este proyecto.

4.3. Material

El material a emplear será el acero ya que es, históricamente, el más usado en los buques por sus características, propiedades y precio.

En el caso de estructuras tubulares se suelen emplear tubos de acero ST37 o ST52 (Tabla 4.1) dependiendo de las tensiones que se obtengan.

Clase de acero		ST 37	1.0254	ST 52	1.0421
Límite elástico superior R_{eH} para espesores en mm (N/mm^2 min)	16	235		355	
	> 16 ≤ 40	225		345	
	> 40 ≤ 65	215		335	
Resistencia a la tracción R_m (N/mm^2)		350 hasta 480		500 hasta 650	
Alargamiento de rotura A_5 (%min)	longitudinal	25		21	
	transversal	23		19	

Tabla 4.1 - Propiedades del acero (Fuente: Facilitado por el tutor Francisco Torti Blanes)

4.4. Estudio estadístico

Es importante realizar un estudio estadístico de las torres que disponen buques de características similares al que tenemos en este proyecto, obteniendo unos datos técnicos de referencia previos antes de determinar las dimensiones principales de nuestra torre, ya que la experiencia previa nos puede servir como una buena base para la toma de decisiones en el diseño.

Los buques que hemos tomado para nuestro estudio tiene unas dimensiones dentro de los siguientes rangos: 214,89 – 350,75 m de eslora entre perpendiculares; 15 – 33,2 m de puntal y 31,09 – 63 m de manga (Tabla 4.2), la tabla completa se muestra en el anexo, en este capítulo sólo destacamos los que operan en zonas cercanas a nuestro pozo:

Buque	Zona de operación	Medida superestructura (m)	Diámetro inferior torre (m)
DYNAMIC PRODUCER	Cuenca de Santos Pre-sal - Lara Brasil	27	16
FPSO CIDADE DE ITAJAI	Campo de Baúna, en la Cuenca de Santos - Brasil	25	12
FPSO CIDADE DE NITEROI	Santos Basin, Brazil - Jabuti, Brasil	25	18
FPSO CAPIXABA	Espírito Santo Basin, Brazil	25	14
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	Baleia Azul Campo - Brasil	27	16
FPSO BRASIL	Campos Basin, Brazil	24	15
FPSO C.D.ITAGUAI	Bloque BM-S-11 (Iracema Norte Cuenca de Santos - Brasil)	26	14
FPSO CIDADE DE SAO PAULO MV23	Bloque BM-S-9 (Guara - cuenca de Santos - Brasil)	25	16
FPSO FRADE	Campos Basin, Brazil - Frade	24	16
FPSO CIDADE DE SAO MATEUS	Campos Camarupim y Camarupim Norte - Espírito Santo Brasil	24	16
FPSO CIDADE DE SANTOS MV20	Campo Mexilhão - Brasil	24	14
FPSO CIDADE DE PARATY	Bloque BM-S-11 (Cuenca de Santos - Brasil)	24	14
FPSO CIDADE DE VICTORIA	Espírito Santo Basin, Brazil	24	13
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO MV14	Campos Basin, Brazil	28	15
FPSO PEREGRINO	Bloque BM-C-7), ubicado costa de Brasil , Río de Janeiro , Cuenca de Campos	24	15
FPSO MARLIM SUL	Campos Basin, Brazil	26	15

Tabla 4.2 - Estudio estadístico (Fuente propia) ^[24]

Como podemos ver todos estos buques tienen torres de dimensiones similares, y analizando los datos obtenidos, se obtienen unos valores máximos, mínimos y medios para cada dimensión (Tabla 4.3).

	Medida superestructura (m)	Diámetro inferior torre (m)
mínimo	23	12
máximo	28	18
media	25,15	14,82

Tabla 4.3 - Máximos, mínimos y media del estudio estadístico (Fuente propia)

4.5. Dimensionamiento

Para la elección del diámetro de nuestra torre inferior; es decir, el diámetro del cuerpo estructural de la torre, tendremos que tomar como referencia principal las dimensiones de la *moon pool* que dispone nuestro buque base a tal fin (Ilustraciones 4.9 y 4.10):

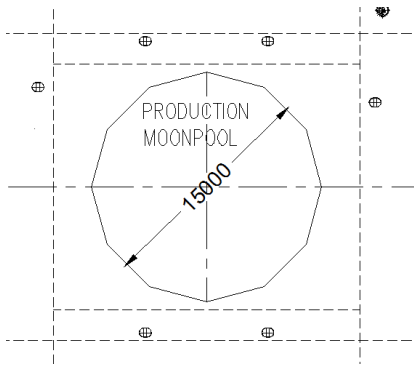


Ilustración 4.9 - Diámetro de la moon pool
(Fuente: plano del buque base)

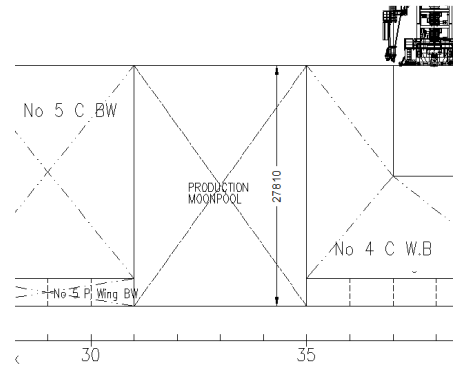


Ilustración 4.10 - Puntal del cuerpo estructural
de la torre (Fuente: plano del buque base)

Atendiendo a los planos, y teniendo en cuenta que las medidas están dentro del rango de nuestro estudio estadístico, el cuerpo estructural de la torre tendrá un diámetro de 15 m y un puntal de 27,81 m.

Tras esto debemos decidir qué tipo de superestructura va a tener nuestra torre y sus dimensiones principales.

Realizaremos un diseño de la superestructura cuadrangular, con una longitud de lado de 25 m y 20 m de altura (Ilustraciones 4.11 y 4.12):

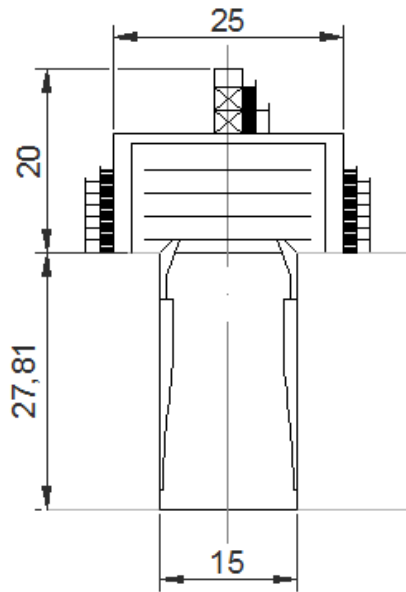


Ilustración 4.11 - Medidas cuerpo estructural y superestructura de la torre, vista frontal (Fuente propia)

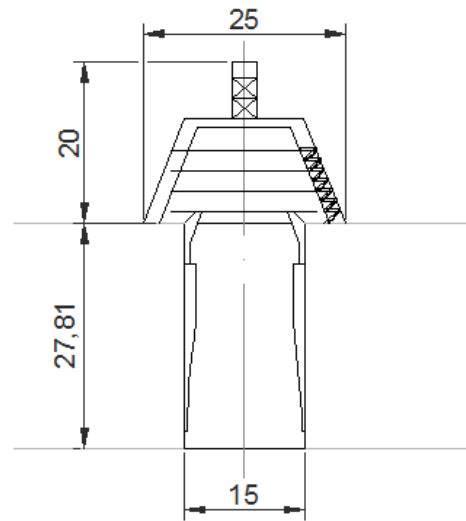


Ilustración 4.12 - Medidas cuerpo estructural y superestructura de la torre, vista longitudinal (Fuente propia)

Las medidas de la superestructura las hemos tomado, en el caso de la manga y eslora, teniendo como referente el dato de media que hemos obtenido de nuestro estudio estadístico; y la altura, considerando que disponemos de cuatro cubiertas y el sistema *drag chain*, como explicamos en el punto 1.2 de este mismo capítulo, y que todo esto debe estar albergado en dicha superestructura.

4.6. Estudio analítico simplificado

Si bien el diseño preliminar y las dimensiones tomadas se han obtenido previo estudio de las torres de extracción que se encuentran en operación actualmente debemos realizar un estudio del diseño y de las dimensiones tomadas para comprobar que las decisiones son las adecuadas y al mismo tiempo tomar unos diámetros y espesores que se atengan a los requisitos de nuestra torre y conseguir el menor peso posible.

Para poder hacer este estudio vamos a realizar los cálculos iniciales teóricos de momentos y tensiones máximas soportadas por la estructura, desplazamientos vertical y horizontal máximos, frecuencia y pandeo; de este modo al realizar el posterior modelado podremos tomar un dimensionado base

lógico. Para este estudio preliminar emplearemos las hojas de cálculo del Excel.

Estudio de las cargas

Para realizar el análisis de la torre, para poder aplicar los conocimientos de resistencia de materiales, nos hemos basado en un modelo sencillo considerando la torre como una viga apoyada en un extremo y sometida a una carga distribuida en toda su longitud por el viento y otra carga constante y de compresión en el extremo superior de la misma por el peso de los equipos que alberga, facilitando así el cálculo. Estas cargas producen en la estructura unos esfuerzos y desplazamientos en los cuales nos basaremos para poder realizar un diseño resistente.

De todos modos, parece relevante mencionar que la torre, por su diseño trasmite todos los esfuerzos de torsión, debidos a la operación, al buque mediante el sistema de cojinetes, por lo que las acciones a las que se verá sometida principalmente serán su propio peso y el de la maquinaria que soporta y la acción del viento. Como ya sabemos estas fuerzas no son muy severas, pero hay que estudiar su efecto.

4.6.1. Momento Flector

La fuerza que ejerce el viento sobre la torre va a producir un momento que debemos estudiar.

Como ya sabemos, el viento produce un momento variable sobre una estructura, dependiendo de la altura y la velocidad del viento en cada instante, pero a efectos del proyecto sólo estudiaremos el caso del viento más fuerte ya que es el que mayor problema puede ocasionar.

La fuerza del viento se puede calcular empleando la siguiente ecuación (Ecuación 4.1):

$$F = A * P$$

Ecuación 4.1 - Cálculo de la fuerza que ejerce el viento sobre una superficie
(Fuente: <http://www.fullmecnica.com/definiciones/f/1214-fuerza-del-viento-presion-del-viento>)

Donde 'F' es la fuerza ejercida por el viento en kg, 'A' la proyección del área de ataque de la estructura en m² y 'P' la presión del viento kg/m².

El área de nuestra estructura la podemos obtener desde el programa AutoCAD con facilidad; esta área es de 87.627m², aunque debemos multiplicarla por un factor de reducción del área de 0.7, por lo que el área a introducir en la fórmula será de 61.34m². El otro dato que tenemos que saber es el de la presión del viento el cuál es igual a la dieciseisava parte del cuadrado de la velocidad del viento; basándonos en los datos facilitados por el DNV (Tabla 4.4) tomaremos una velocidad de 35 m/s.

Location	Hs	Tp	γ	Uw (1 hr avg)	Uc
	m	s		m/s	m/s
Norwegian Sea	16.5	17.0 – 19.0	1.9	37	0.9
Northern North Sea	15	15.5 – 17.5	2.3	40.5	1.5
North Sea	14	15.0 – 17.0	2.3	34	0.55
Gulf of Mexico	11.9	14.2	2.8	41.4	1.98
West Africa (swell)	3.6 – 4.1	15.5 – 16.0	1.0	16	0.9 – 1.85
West Africa (squalls)	2.0 – 2.7	7.0 – 7.6	1.3	22 – 30	1.6
Brazil	8	13	1.6	35	1.6
South China Sea (non Typhoon)	7.3	11.1	2.8	28.6	0.85
South China Sea (Typhoon)	13.6	15.1	2.8	56.3	2.05

Tabla 4.4 - Datos ambientales (Fuente: DNV OS E-301)

Con esto tenemos que la fuerza ejercida por el viento sobre nuestra estructura, introduciendo los datos del área en m², y la velocidad en m/s, es de:

$$F = A * \frac{V^2}{16} = 61.34 * \frac{35^2}{16} = 4696kg = 46.02 kN$$

Nuestra torre está compuesta por dos estructuras, una inferior de mayor tamaño y una superior de menor envergadura. Por tanto realizaremos el estudio a ambas partes por separado para una mayor simplicidad; el cálculo se realizará sobre los tubos de disposición vertical ya que son los que más sufrirán este efecto (Ilustración 4.13), aplicándoles la fuerza del viento lateral como una carga continua y uniformemente distribuida, también haremos el estudio sobre un tubo de la celosía de la estructura superior.

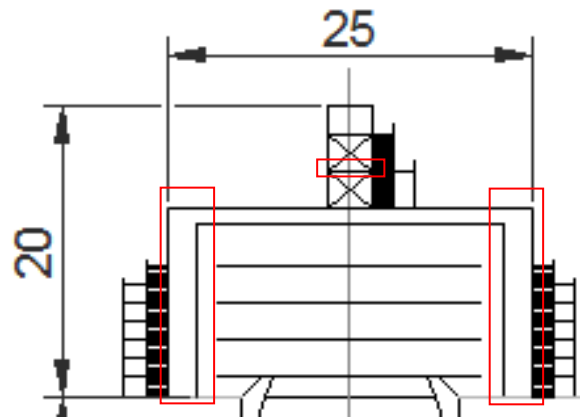


Ilustración 4.13 – Marcado en rojo la estructura que va a ser objeto de este estudio (Fuente propia)

Estructura inferior

La estructura inferior de nuestra torre dispone de cuatro patas iguales, que consideraremos como vigas, de 13.445m, simples apoyadas (Ilustración 4.14):

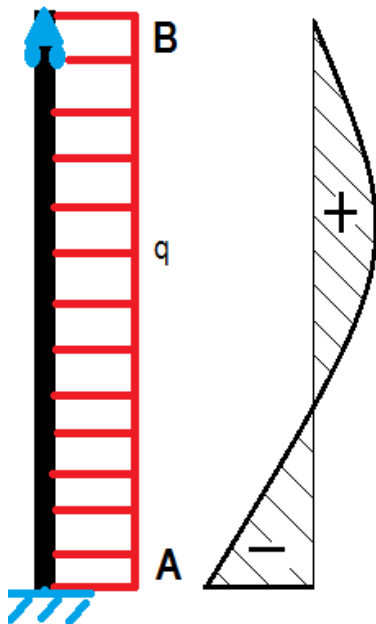


Ilustración 4.14 - Momento flector de una pata de la estructura inferior (Fuente propia)

Las reacciones en los extremos serán:

$$R_{Ay} = \frac{q * L * 5}{8} = \frac{46.02}{20} * 13.455 * 5 = 19.35 \text{ kN}$$

$$R_{By} = \frac{q * L * 3}{8} = \frac{46.02}{20} * 13.455 * 3 = 11.61 \text{ kN}$$

Los distintos valores del momento flector a las distintas distancias del punto B se pueden hallar mediante la siguiente ecuación, como ya sabemos:

$$MF_{AB} = \frac{q * x}{8} (3L - 4x)$$

A continuación presentamos los cálculos del momento flector realizados para cada metro de distancia con el punto A (Tabla 4.5):

M_1m	10,46	kN.m
M_2m	18,62	kN.m
M_3m	24,48	kN.m
M_4m	28,03	kN.m
M_5m	29,29	kN.m
M_6m	28,24	kN.m
M_7m	24,9	kN.m
M_8m	19,25	kN.m
M_9m	11,3	kN.m
M_10m	1,05	kN.m
M_11m	-11,5	kN.m
M_12m	-26,35	kN.m
M_13m	-43,51	kN.m

Tabla 4.5 - Momentos flectores de a metro, estructura inferior (Fuente propia)

Y el momento máximo se encontrará en el extremo empotrado de la viga:

$$MF_{m\acute{a}x} = -\frac{q * L^2}{8} = -\frac{\frac{46.02}{20} * 13.455^2}{8} = -52.07 \text{ kN.m}$$

Estructura superior

Del mismo modo, la estructura superior de nuestra torre dispone de cuatro patas iguales, que consideraremos como vigas, de 7 m, simples empotradas y todas las barras que forman los arriostramientos, barras simples apoyadas de 3 m, estas últimas es sobre las que realizaremos el estudio (Ilustración 4.15):

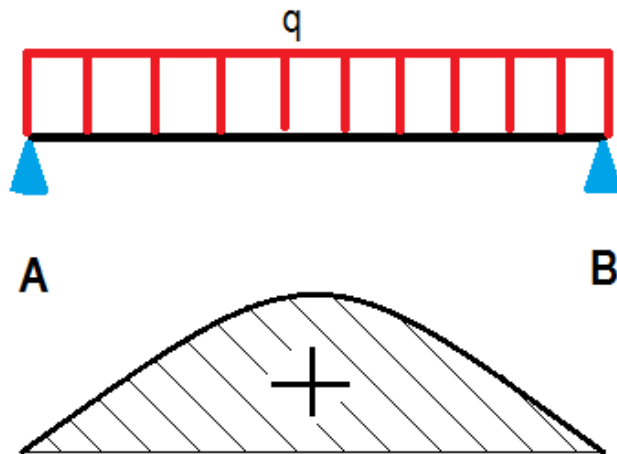


Ilustración 4.15 - Momento flector de una pata de la estructura superior (Fuente propia)

Las reacciones serán iguales en ambos extremos:

$$R_{Ay} = R_{By} = \frac{q * L}{2} = \frac{46.02}{20} * 3 = 3.45 \text{ kN}$$

Los distintos valores del momento flector a las distintas distancias de los puntos A ó B se pueden hallar mediante la siguiente ecuación, como ya sabemos:

$$MF_{AB} = -\frac{q * x}{2}(L - x)$$

A continuación presentamos los cálculos del momento flector realizados para cada metro de distancia con el punto B (Tabla 4.6):

M_0m	0	kN.m
M_1m	2,3	kN.m
M_2m	2,3	kN.m
M_3m	0	kN.m

Tabla 4.6 - Momentos flectores de a metro, estructura superior (Fuente propia)

Y el momento máximo se encontrará en el centro de la viga:

$$MF_{m\acute{a}x} = -\frac{q * L^2}{8} = -\frac{46.02}{20} * 3^2 = 2.59 \text{ kN.m}$$

4.6.2. Tensión Máxima

Atendiendo al momento máximo se pueden hacer las primeras comprobaciones de la estructura, viendo que dicha tensión máxima, $\sigma_{m\acute{a}x}$, no supere la tensión

límite, σ_{lim} , del material empleado. Para ello emplearemos la ecuación de Navier (Ecuación 4.2):

$$\sigma_{m\acute{a}x} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c}$$

Ecuación 4.2 - Ecuación de Navier para el cálculo de la tensión máxima (Fuente: Apuntes de la asignatura de Elasticidad y Resistencia de Materiales)

Siendo $\sigma_{m\acute{a}x}$ la tensión máxima que sufrirá la torre en MPa, $M_{m\acute{a}x}$ el momento máximo en kN.m, $Y_{m\acute{a}x}$ la distancia al eje neutro en m, I el momento de inercia en m⁴, N el esfuerzo axial en kN y A_c el área cortante del elemento en m².

Igualmente, debemos aplicar el margen de seguridad que se debe conceder a todo diseño para evitar que un posible fallo de cálculo genere un grave problema. Este margen de seguridad debe ser suficiente, pero el menor posible ya que cuanto mayor margen de seguridad se conceda mayor costo acarrea. Este margen no está regulado, según la experiencia previa de cada diseñador se aplica uno u otro, por lo que nosotros aplicaremos un margen de 1.5:

$$1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim}$$

Ecuación 4.3 - Margen de seguridad (Fuente propia)

Al igual que en el caso anterior diferenciamos entre la estructura superior e inferior.

En este punto ya empezamos a comprobar qué espesor es el más adecuado para nuestra estructura; para el cálculo emplearemos espesores de 16, 30 y 65 mm. Además de comenzar a estudiar los espesores de los tubos, se incluye también el peso de la maquinaria que alberga la torre.

Estructura inferior

El peso de la maquinaria se distribuirá equitativamente entre las cuatro patas que conforman la estructura inferior por lo que el peso total se debe dividir entre 4. Al no disponer de los pesos reales de la maquinaria en cuestión tomaremos un valor estimado (del 5% del peso en rosca del buque):

$$\begin{aligned} N &= m * g = 0.05 * (241287 - 196058) * 9.81 = 0.05 * 45229 * 9.81 \\ &= 22184.8 \text{ kN} \rightarrow \frac{44369.649 \text{ kN}}{4} = 5546.2 \text{ kN} \end{aligned}$$

El área cortante y el momento de inercia los obtenemos usando el programa AutoCAD (Tabla 4.7), sabiendo que el diámetro de los tubos es de 2 m:

Espesor del tubo	Área cortante	Momento de inercia
16 mm	0.1073 m ²	0.0528 m ⁴
30 mm	0.1997 m ²	0.0969 m ⁴
65 mm	0.425 m ²	0.1991 m ⁴

Tabla 4.7 – Áreas cortantes y momentos de inercia según el espesor de los tubos, estructura inferior (Fuente propia)

Con toda esta información ya tenemos todas las variables que necesitábamos para hallar la tensión máxima:

$$\sigma_{m\acute{a}x_{16}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{52.07 * 1.0755}{0.0528} + \frac{5546.2}{0.1073} = 52749.5 \text{ kN/m}^2$$

$$= 52.75 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x_{30}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{52.07 * 1.0755}{0.969} + \frac{5546.2}{0.1997} = 28350.67 \text{ kN/m}^2$$

$$= 28.35 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x_{65}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{52.07 * 1.0755}{0.1991} + \frac{5546.2}{0.425} = 13331.19 \text{ kN/m}^2$$

$$= 13.33 \text{ MPa}$$

Una vez hallado esto debemos aplicarle el margen de seguridad y compararlo con el límite elástico del material a emplear:

- Acero ST 37

$$\text{esp. } 16\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 52.75 = 79.13 < 235 \text{ MPa}$$

$$\text{esp. } 30\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 28.35 = 42.53 < 225 \text{ MPa}$$

$$\text{esp. } 65\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 13.33 = 20 < 215 \text{ MPa}$$

- Acero ST 52

$$\text{esp. } 16\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 52.75 = 79.13 < 355 \text{ MPa}$$

$$\text{esp. } 30\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 28.35 = 42.53 < 345 \text{ MPa}$$

$$\text{esp. } 65\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 13.33 = 20 < 335 \text{ MPa}$$

Como podemos observar, con todos los espesores el rango de margen es amplio con ambos materiales, por lo que en principio se podría optar por el acero ST 37 con un espesor de 16 mm para minimizar tanto peso como coste, pero hay que terminar el estudio para saber si esta opción es realmente la correcta.

Estructura superior

Esta estructura superior no soporta ningún peso añadido, ya que sólo alberga el mecanismo del *drag chain*, pero este no descansa sobre esta parte de la torre, por lo que el peso de la maquinaria sería nulo.

El momento de inercia los obtenemos usando el programa AutoCAD (Tabla 4.8), sabiendo que el diámetro de los tubos es de 0.1 m:

Espesor del tubo	Momento de inercia
16 mm	0.00002 m ⁴
30 mm	0.00003 m ⁴
65 mm	0.00004 m ⁴

Tabla 4.8 - Momentos de inercia según el espesor de los tubos, estructura superior (Fuente propia)

Con toda esta información ya tenemos todas las variables que necesitábamos para hallar la tensión máxima:

$$\sigma_{m\acute{a}x_{16}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{2.59 * 0.05}{0.00002} = 6472.03 \text{ kN/m}^2 = 6.47 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x_{30}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{2.59 * 0.05}{0.00003} = 4314.69 \text{ kN/m}^2 = 4.31 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{m\acute{a}x_{65}} = \frac{M_{m\acute{a}x} * Y_{m\acute{a}x}}{I} + \frac{N}{A_c} = \frac{2.59 * 0.05}{0.00004} = 3236.02 \text{ kN/m}^2 = 3.24 \text{ MPa}$$

Una vez hallado esto debemos aplicarle el margen de seguridad y compararlo con el límite elástico del material a emplear:

- Acero ST 37

$$\text{esp. } 16\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 6.47 = 9.71 < 235 \text{ MPa}$$

$$\text{esp. } 30\text{mm} \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 4.31 = 6.47 < 225 \text{ MPa}$$

$$esp. 65mm \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 3.24 = 4.86 < 215 MPa$$

- Acero ST 52

$$esp. 16mm \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 6.47 = 9.71 < 355 MPa$$

$$esp. 30mm \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 4.31 = 6.47 < 345 MPa$$

$$esp. 65mm \rightarrow 1.5 * \sigma_{m\acute{a}x} < \sigma_{lim} \rightarrow 1.5 * 3.24 = 4.86 < 335 MPa$$

Como podemos observar y era de esperar después de los resultados de la estructura inferior, con todos los espesores el rango de margen es amplio con ambos materiales, por lo que en principio se podría optar también por el acero ST 37 con un espesor de 16 mm para minimizar tanto peso como coste, pero hay que terminar el estudio para saber si esta opción es realmente la correcta.

4.6.3. Desplazamiento horizontal

Como tenemos la torre con un extremo libre y el otro empotrado, será el extremo libre, el superior, el que sufra con más severidad los efectos del desplazamiento horizontal. Este desplazamiento se calcula mediante la siguiente integral (Ecuación 4.4), también obtenida de las ecuaciones de Navier:

$$u_x = \int_0^L \frac{M(z)}{E * I} (L - z) dz$$

Ecuación 4.4 - Ecuación de Navier-Bresse para el cálculo del desplazamiento horizontal (Fuente: Apuntes de la asignatura de Elasticidad y Resistencia de Materiales)

Siendo E el módulo de elasticidad en MPa, M el momento a una distancia x de uno de los extremos calculado previamente en kN.m, I el momento de inercia en m⁴ y L la longitud del elemento a estudiar en m.

Teniendo en cuenta que M(z) no es integrable tal cual, lo tenemos que descomponer (Ecuación 4.5):

$$M(z) = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * C_D * D * v^2 * z \left(\frac{1}{2} L^2 - zL + \frac{1}{2} z^2 \right)$$

Ecuación 4.5 - Descomposición del momento flector (Fuente: Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador, por Raquel Gálvez Román)

Siendo ρ_{aire} la densidad del aire en kg/m^3 , v la velocidad del viento en m/s , C_D el coeficiente de resistencia y D el diámetro del elemento a estudiar en m .

En este caso también debemos aplicar un margen de seguridad coherente con la magnitud obtenida.

Estructura inferior

Para saber el coeficiente de resistencia de que disponemos acudiremos a una tabla que relaciona este parámetro con la relación L/D (Tabla 4.9):

L/D	C_D
∞	1.2
40	0.98
20	0.91
10	0.82
5	0.74
3	0.72
2	0.68
1	0.64

Tabla 4.9 - Tabla de coeficientes de resistencia (Fuente: Mecánica de fluidos, por Frank M White)

Nuestra relación L/D es de 6.73 por lo que nuestro C_D es de 0.77; la densidad del aire es de $1 kg/m^3$, el diámetro es de 2 m, la velocidad del viento de 35 m/s y el módulo de elasticidad de $2.1 \cdot 10^{11}$ kPa. Por tanto, la solución de la integral 4.4 será:

$$\begin{aligned}
 u_x &= \int_0^L \frac{M(z)}{E * I} (L - z) dz \\
 &= \int_0^L \frac{\frac{1}{2} * \rho_{aire} * C_D * D * v^2 * z \left(\frac{1}{2} L^2 - zL + \frac{1}{2} z^2 \right)}{E * I} (L - z) dz \\
 &= \frac{4.49 * 10^{-9}}{I} \int_0^L z \left(\frac{1}{2} L^2 - zL + \frac{1}{2} z^2 \right) (L - z) dz = \frac{4.49 * 10^{-9}}{I} * \frac{L^5}{40}
 \end{aligned}$$

Por tanto, dependiendo del espesor de los tubos obtendremos:

$$u_{x_{16}} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{0.0528} * \frac{13.455^5}{40} = 9.35 * 10^{-4} m$$

$$u_{x_{30}} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{0.0969} * \frac{13.455^5}{40} = 5.09 * 10^{-4} m$$

$$u_{x_{65}} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{4.49 * 10^{-9}}{0.1991} * \frac{13.455^5}{40} = 2.48 * 10^{-4} m$$

Una vez hallado esto debemos aplicarle el margen de seguridad, al dar como resultado valores de esta magnitud tomaremos como margen de seguridad un valor de 500:

$$\text{esp. } 16\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{16}}} = \frac{13.455}{500 * 9.35 * 10^{-4}} = 28.78 > 1$$

$$\text{esp. } 30\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{30}}} = \frac{13.455}{500 * 5.09 * 10^{-4}} = 52.87 > 1$$

$$\text{esp. } 65\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{65}}} = \frac{13.455}{500 * 2.48 * 10^{-4}} = 108.51 > 1$$

Como podemos observar, con todos los espesores el rango de margen es muy amplio por lo que podríamos seguir optando por la opción más barata y menos pesada.

Estructura superior

Para saber el coeficiente de resistencia de que disponemos acudiremos a una tabla que relaciona este parámetro con la relación L/D (Tabla 4.10):

L/D	C_D
∞	1.2
40	0.98
20	0.91
10	0.82
5	0.74
3	0.72
2	0.68
1	0.64

Tabla 4.10 - Tabla de coeficientes de resistencia (Fuente: Mecánica de fluidos, por Frank M White)

Nuestra relación L/D es de 30 por lo que nuestro C_D es de 0.95; la densidad del aire es de 1 kg/m^3 , el diámetro es de 0.1 m, la velocidad del viento de 35 m/s y el módulo de elasticidad de $2.1 \cdot 10^{11} \text{ kPa}$. Por tanto, la solución de la integral 4.4 será:

$$\begin{aligned} u_x &= \int_0^L \frac{M(z)}{E * I} (L - z) dz \\ &= \int_0^L \frac{\frac{1}{2} * \rho_{\text{aire}} * C_D * D * v^2 * z \left(\frac{1}{2} L^2 - zL + \frac{1}{2} z^2 \right)}{E * I} (L - z) dz \\ &= \frac{2.77 * 10^{-10}}{I} \int_0^L z \left(\frac{1}{2} L^2 - zL + \frac{1}{2} z^2 \right) (L - z) dz = \frac{2.77 * 10^{-10}}{I} * \frac{L^5}{40} \end{aligned}$$

Por tanto, dependiendo del espesor de los tubos obtendremos:

$$u_{x_{16}} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{0.00002} * \frac{3^5}{40} = 8.37 * 10^{-5} \text{ m}$$

$$u_{x_{30}} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{0.00003} * \frac{3^5}{40} = 5.58 * 10^{-5} \text{ m}$$

$$u_{x_{65}} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{I} * \frac{L^5}{40} = \frac{2.77 * 10^{-10}}{0.00004} * \frac{3^5}{40} = 4.19 * 10^{-5} \text{ m}$$

Una vez hallado esto debemos aplicarle el margen de seguridad, al dar como resultado valores de esta magnitud tomaremos como margen de seguridad un valor de 500:

$$\text{esp. } 16\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{16}}} = \frac{3}{500 * 8.37 * 10^{-5}} = 71.68 > 1$$

$$\text{esp. } 30\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{30}}} = \frac{3}{500 * 5.58 * 10^{-5}} = 107.53 > 1$$

$$\text{esp. } 65\text{mm} \rightarrow \frac{L}{500 * u_{x_{65}}} = \frac{3}{500 * 4.19 * 10^{-5}} = 143.2 > 1$$

Como podemos observar, con todos los espesores el rango de margen es muy amplio por lo que podríamos seguir optando por la opción más barata y menos pesada.

4.6.4. Desplazamiento vertical

Al igual que en el caso anterior, este desplazamiento se calcula mediante las ecuaciones de Navier-Bresse (Ecuación 4.6):

$$u_z = \int_0^L \frac{N}{E * A_c} dz = \frac{N * L}{E * A_c}$$

Ecuación 4.6 - Ecuación de Navier-Bresse para el cálculo del desplazamiento vertical (Fuente: Apuntes de la asignatura de Elasticidad y Resistencia de Materiales)

Siendo N el esfuerzo axial en kN, E el módulo de elasticidad en kPa, A_c el área cortante del elemento en m^2 y L la longitud del elemento a estudiar en m.

Y, obviamente, también requiere de un margen de seguridad.

Estructura inferior

Todos los valores los conocemos ya por lo que podemos obtener fácilmente el valor buscado:

$$u_{z_{16}} = \frac{N * L}{E * A_c} = \frac{5546.2 * 13.455}{2.1 * 10^{11} * 0.1073} = 3.31 * 10^{-6} m$$

$$u_{z_{30}} = \frac{N * L}{E * A_c} = \frac{5546.2 * 13.455}{2.1 * 10^{11} * 0.1997} = 1.78 * 10^{-6} m$$

$$u_{z_{65}} = \frac{N * L}{E * A_c} = \frac{5546.2 * 13.455}{2.1 * 10^{11} * 0.425} = 8.36 * 10^{-7} m$$

Una vez hallado esto debemos aplicarle el margen de seguridad, al dar como resultado valores de esta magnitud tomaremos como margen de seguridad un valor de 500:

$$esp. 16mm \rightarrow \frac{L}{500 * u_{z_{16}}} = \frac{13.455}{500 * 3.31 * 10^{-6}} = 8129.91 > 1$$

$$esp. 30mm \rightarrow \frac{L}{500 * u_{z_{30}}} = \frac{13.455}{500 * 1.78 * 10^{-6}} = 15117.98 > 1$$

$$esp. 65mm \rightarrow \frac{L}{500 * u_{z_{65}}} = \frac{13.455}{500 * 8.36 * 10^{-7}} = 32189 > 1$$

Como podemos observar, con todos los espesores el rango de margen es muy amplio por lo que podríamos seguir optando por la opción más barata y menos pesada.

Estructura superior

En este caso la deformación sería nula ya que el esfuerzo axial considerado sólo tiene en cuenta el peso de la maquinaria que soporta y como ya dijimos previamente esta parte de la estructura no soporta peso alguno de los equipos albergados.

4.6.5. Pandeo

En las piezas sometidas a compresión centrada ha de verificarse la siguiente condición (Ecuación 4.7):

$$\sigma^* = N^* \frac{\omega}{A_c} \leq \sigma_{lim}$$

Ecuación 4.7 - Verificación de pandeo (Fuente: Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador, por Raquel Gálvez Román)

Siendo σ^* la resistencia ponderada a pandeo sufrida por la estructura en MPa, N^* el esfuerzo normal ponderado de compresión en kN, ω el coeficiente de pandeo, A_c el área cortante de la torre en m² y σ_{lim} el límite elástico del material seleccionado en MPa.

Para poder saber cuál es el coeficiente de pandeo hemos de calcular previamente la esbeltez mecánica λ , por lo que deberemos emplear la siguiente ecuación (Ecuación 4.8):

$$\lambda = \frac{I_K}{i_z} = \frac{\beta * L}{\sqrt{I_z/A_c}}$$

Ecuación 4.8 - Esbeltez mecánica (Fuente: Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador, por Raquel Gálvez Román)

Siendo I_K la longitud de pandeo en m, i_z el radio de giro de la sección constante en un plano perpendicular a un eje de inercia de la sección en m, β el coeficiente de esbeltez, L la longitud de la pieza en m, I_z el momento de inercia en m⁴ y A_c el área cortante en m².

El dato que nos falta por conocer es el del coeficiente de esbeltez, el cual puede tomar los siguientes valores dependiendo de los apoyos de los extremos:

$\beta= 1$: Pieza biarticulada.

$\beta= 0.5$: Pieza biempotrada.

$\beta= 0.7$: Pieza empotrada en un extremo y articulada en el otro.

$\beta= 2$: Pieza empotrada en un extremo y libre en el otro.

Una vez que ya podemos calcular la esbeltez mecánica acudimos a una de las siguientes tablas, dependiendo del material que vayamos a emplear, y obtener el coeficiente de pandeo (Tabla 4.11):

Tabla 1 a : Coefs. de pandeo ω para el acero St 37 en barras a compr. simples de tubos circulares *)

λ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	λ
20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	20
30	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	30
40	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	40
50	1,12	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17	1,18	50
60	1,19	1,20	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	60
70	1,28	1,29	1,30	1,31	1,32	1,33	1,34	1,35	1,36	1,37	70
80	1,39	1,40	1,41	1,42	1,44	1,46	1,47	1,48	1,50	1,51	80
90	1,53	1,54	1,56	1,58	1,59	1,61	1,63	1,64	1,66	1,68	90
100	1,70	1,73	1,76	1,79	1,83	1,87	1,90	1,94	1,97	2,01	100
110	2,05	2,08	2,12	2,16	2,20	2,23	2,27	2,31	2,35	2,39	110
120	2,43	2,47	2,51	2,55	2,60	2,64	2,68	2,72	2,77	2,81	120
130	2,85	2,90	2,94	2,99	3,03	3,08	3,12	3,17	3,22	3,26	130
140	3,31	3,36	3,41	3,45	3,50	3,55	3,60	3,65	3,70	3,75	140
150	3,80	3,85	3,90	3,95	4,00	4,06	4,11	4,16	4,22	4,27	150
160	4,32	4,38	4,43	4,49	4,54	4,60	4,65	4,71	4,77	4,82	160
170	4,88	4,94	5,00	5,05	5,11	5,17	5,23	5,29	5,35	5,41	170
180	5,47	5,53	5,59	5,66	5,72	5,78	5,84	5,91	5,97	6,03	180
190	6,10	6,16	6,23	6,29	6,36	6,42	6,49	6,55	6,62	6,69	190
200	6,75	6,82	6,89	6,96	7,03	7,10	7,17	7,24	7,31	7,38	200
210	7,45	7,52	7,59	7,66	7,73	7,81	7,88	7,95	8,03	8,10	210
220	8,17	8,25	8,32	8,40	8,47	8,55	8,63	8,70	8,78	8,86	220
230	8,93	9,01	9,09	9,17	9,25	9,33	9,41	9,49	9,57	9,65	230
240	9,73	9,81	9,89	9,97	10,05	10,14	10,22	10,30	10,39	10,47	240
250	10,55										250

Tabla 2 a : Coefs. de pandeo ω para el acero St 52 en barras a compr. simples de tubos circulares. **)

λ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	λ
20	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05	1,05	20
30	1,05	1,06	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,09	1,10	1,10	30
40	1,11	1,11	1,12	1,13	1,13	1,14	1,15	1,16	1,16	1,17	40
50	1,18	1,19	1,20	1,21	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	50
60	1,28	1,30	1,31	1,32	1,33	1,35	1,36	1,38	1,39	1,41	60
70	1,42	1,44	1,46	1,47	1,49	1,51	1,53	1,55	1,57	1,59	70
80	1,62	1,66	1,71	1,75	1,79	1,83	1,88	1,92	1,97	2,01	80
90	2,05	2,10	2,14	2,19	2,24	2,29	2,33	2,38	2,43	2,48	90
100	2,53	2,58	2,64	2,69	2,74	2,79	2,85	2,90	2,95	3,01	100
110	3,06	3,12	3,18	3,23	3,29	3,35	3,41	3,47	3,53	3,59	110
120	3,65	3,71	3,77	3,83	3,89	3,96	4,02	4,09	4,15	4,22	120
130	4,28	4,35	4,41	4,48	4,55	4,62	4,69	4,75	4,82	4,89	130
140	4,96	5,04	5,11	5,18	5,25	5,33	5,40	5,47	5,55	5,62	140
150	5,70	5,78	5,85	5,93	6,01	6,09	6,16	6,24	6,32	6,40	150
160	6,48	6,57	6,65	6,73	6,81	6,90	6,98	7,06	7,15	7,23	160
170	7,32	7,41	7,49	7,58	7,67	7,76	7,85	7,94	8,03	8,12	170
180	8,21	8,30	8,39	8,48	8,58	8,67	8,76	8,86	8,95	9,05	180
190	9,14	9,24	9,34	9,44	9,53	9,63	9,73	9,83	9,93	10,03	190
200	10,13	10,23	10,34	10,44	10,54	10,65	10,75	10,85	10,96	11,06	200
210	11,17	11,28	11,38	11,49	11,60	11,71	11,82	11,93	12,04	12,15	210
220	12,26	12,37	12,48	12,60	12,71	12,82	12,94	13,05	13,17	13,28	220
230	13,40	13,52	13,63	13,75	13,87	13,99	14,11	14,23	14,35	14,47	230
240	14,59	14,71	14,83	14,96	15,08	15,20	15,33	15,45	15,58	15,71	240
250	15,83										250

Valores intermedios no necesitan ser interpolados.

Tabla 4.11 - Coeficientes de pandeo frente a la esbeltez mecánica (Fuente: <http://ing.unne.edu.ar/pub/estabilidad2/tablas/tpandeo.pdf>)

Estructura inferior

El caso de la estructura inferior, como comentamos anteriormente, tenemos una pieza empotrada en un extremo y articulada en el otro por lo que el coeficiente que debemos tomar es de 0.7. Ahora que ya disponemos de todos los datos podemos hallar el valor del pandeo.

$$\lambda_{16} = \frac{\beta * L}{\sqrt{I_z/A_c}} = \frac{0.7 * 13.455}{\sqrt{0.0528/0.1073}} = 13.43 \rightarrow 20$$

$$\lambda_{30} = \frac{\beta * L}{\sqrt{I_z/A_c}} = \frac{0.7 * 13.455}{\sqrt{0.0969/0.1997}} = 13.52 \rightarrow 20$$

$$\lambda_{65} = \frac{\beta * L}{\sqrt{I_z/A_c}} = \frac{0.7 * 13.455}{\sqrt{0.1991/0.425}} = 13.76 \rightarrow 20$$

- Acero ST 37

$$\omega = 1$$

- Acero ST 52

$$\omega = 1.02$$

Tras esto debemos tener en cuenta que N* es el esfuerzo normal ponderado de compresión por lo que deberemos multiplicarlo por un coeficiente de ponderación, el cuál tomaremos de la siguiente tabla (Tabla 4.12):

Hipótesis de carga	Clase de acción	Coeficiente de ponderación γ_s si el efecto de la acción es:	
		Desfavorable	Favorable
CASO I Acciones constantes y combinación de dos acciones variables independientes	la (1) Acciones constantes	1.33	1.00
	Sobrecargas	1.33	0.00
	Viento	1.50	1.33
	lb Acciones constantes	1.33	1.00
	Sobrecargas	1.50	0.00
	Nieve	1.50	0.00
	lc Acciones constantes	1.33	1.00
	Viento	1.50	0.00
	Nieve	1.50	0.00
	CASO II Acciones constantes y combinación de tres acciones variables independientes	Acciones constantes	1.33
Sobrecargas		1.33	0.00
Viento		1.33	0.00
Nieve		1.33	0.00
CASO III Acciones constantes y combinación de acciones variables independientes, incluso las acciones sísmicas	Acciones constantes	1.00	1.00
	Sobrecargas	r (2)	0.00
	Viento	0.25 (3)	0.00
	Nieve	0.50 (4)	0.00
	Acciones sísmicas	1.00	0.00

- (1) Para el efecto desfavorable se considerarán los valores de las dos columnas.
- (2) r es el coeficiente reductor para las sobrecargas, de valor:
Azoteas, viviendas y hoteles (salvo lo cales de reunión): r = 0.50.
Oficinas, comercios, calzadas y garajes: r = 0.60
Hospitales cárceles, edificios docentes, templos, edificios de reunión y espectáculos y salas de reuniones de hoteles: r = 0.80
Almacenes: r = 1
- (3) Sólo se considerará en construcciones en situación topográfica expuesta o muy expuesta (Norma básica NBE AE-88)
- (4) Sólo se considerará en caso de lugares en los que la nieve permanece acumulada habitualmente más de treinta días seguidos, en el caso contrario el coeficiente será cero.

Tabla 4.12 - Coeficiente de ponderación (Fuente: NBE, Norma Básica de la Edificación)

Por ello hemos decidido tomar un valor de ponderación de 1.5. Y con esto ya podemos sustituir en la ecuación 4.7:

- Acero ST 37

$$\sigma^*_{16} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1}{0.1073} = 77533.17 \text{ kPa} = 77.53 \text{ MPa} \leq 235 \text{ MPa}$$

$$\sigma^*_{30} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1}{0.1997} = 41659.03 \text{ kPa} = 41.66 \text{ MPa} \leq 225 \text{ MPa}$$

$$\sigma^*_{65} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1}{0.425} = 19574.85 \text{ kPa} = 19.57 \text{ MPa} \leq 215 \text{ MPa}$$

- Acero ST 52

$$\sigma^*_{16} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1.02}{0.1073} = 79083.83 \text{ kPa} = 79.08 \text{ MPa} \leq 355 \text{ MPa}$$

$$\sigma^*_{30} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1.02}{0.1997} = 42492.22 \text{ kPa} = 42.49 \text{ MPa} \leq 345 \text{ MPa}$$

$$\sigma^*_{65} = N^* \frac{\omega}{A_c} = 1.5 * 5546.2 \frac{1.02}{0.425} = 19966.34 \text{ kPa} = 19.97 \text{ MPa} \leq 335 \text{ MPa}$$

Este parámetro tampoco parece ser crítico para el dimensionamiento de la torre.

Estructura superior

Nos vamos a ahorrar este cálculo ya que, como en el caso del desplazamiento vertical, sería nulo debido a que la estructura no soporta peso alguno de los equipos albergados.

4.6.6. Peso de la torre

Por último se debe calcular el peso de la propia torre, el cual viene definido por la densidad del material empleado y el área o volumen que tenga la estructura.

El acero tiene una densidad de 7850 kg/m³, por ello tenemos los siguientes pesos atendiendo a los distintos espesores de los tubos (para el cálculo de los volúmenes hemos empleado el programa AutoCAD):

Estructura inferior

$$esp. 16 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 48.22 = 378517.58 \text{ kg} = 378.52 \text{ t}$$

$$esp. 30 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 168.662 = 1323996.7 \text{ kg} = 1324 \text{ t}$$

$$esp. 65 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 289.982 = 2276358.7 \text{ kg} = 2276.36 \text{ t}$$

Estructura superior

$$esp. 16 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 0.86 = 6713.32 \text{ kg} = 6.71 \text{ t}$$

$$esp. 30 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 1.52 = 11910.02 \text{ kg} = 11.91 \text{ t}$$

$$esp. 65 \rightarrow M = \rho * V = 7850 * 2.26 = 17706.46 \text{ kg} = 17.71 \text{ t}$$

Si quisiéramos realizar la estructura inferior con un espesor y la superior con otro sólo tendríamos que sumar la combinación elegida, aunque parece más conveniente realizar ambas estructuras lo menos pesada posibles por lo que tomaríamos el espesor de 16 mm.

4.6.7. Análisis de frecuencia

Otro parámetro importante a estudiar es la diferencia entre la frecuencia del casco y la de la propia torre ya que si estas frecuencias coincidieran el conjunto entraría en resonancia, aunque esto es bastante improbable.

Frecuencia natural de partes de la torre

Para hacer este cálculo usaremos la siguiente fórmula (Ecuación 4.9):

$$\omega = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_C * L^4}}$$

Ecuación 4.9 - Frecuencia natural de la torre
(Fuente: Vibraciones Mecánicas, por Singiresu S. Rao)

Siendo ω la frecuencia natural de vibración en rad/s, E el módulo de elasticidad en Pa, I el momento de inercia en m^4 , ρ la densidad del acero en kg/m^3 , A_C el área cortante en m^2 , L la longitud de la torre y $\beta * L$ el parámetro de la función característica de la viga en rad.s.

Como hemos venido haciendo hasta ahora haremos el estudio por separado de la estructura inferior y superior.

- Estructura inferior

Al igual que en los casos anteriores, el estudio simplificado sólo se realizará sobre las cuatro patas de la estructura.

El parámetro $\beta * L$ lo sacaremos de la tabla siguiente (Tabla 4.13):

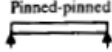
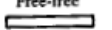
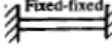
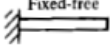
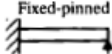

End conditions of beam	Frequency equation	Mode shape (normal function)	Value of $\beta_n l$
	$\sin \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x]$	$\beta_1 l = \pi$ $\beta_2 l = 2\pi$ $\beta_3 l = 3\pi$ $\beta_4 l = 4\pi$
	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = 1$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x + \sinh \beta_n x + \alpha_n (\cos \beta_n x + \cosh \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left(\frac{\sin \beta_n l - \sinh \beta_n l}{\cosh \beta_n l - \cos \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 4.730041$ $\beta_2 l = 7.853205$ $\beta_3 l = 10.995608$ $\beta_4 l = 14.137165$ ($\beta l = 0$ for rigid body mode)
	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = 1$	$W_n(x) = C_n[\sinh \beta_n x - \sin \beta_n x + \alpha_n (\cosh \beta_n x - \cos \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left(\frac{\sinh \beta_n l - \sin \beta_n l}{\cos \beta_n l - \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 4.730041$ $\beta_2 l = 7.853205$ $\beta_3 l = 10.995608$ $\beta_4 l = 14.137165$
	$\cos \beta_n l \cdot \cosh \beta_n l = -1$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x - \sinh \beta_n x - \alpha_n (\cos \beta_n x - \cosh \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left(\frac{\sin \beta_n l + \sinh \beta_n l}{\cos \beta_n l + \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 1.875104$ $\beta_2 l = 4.694091$ $\beta_3 l = 7.854757$ $\beta_4 l = 10.995541$
	$\tan \beta_n l - \tanh \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x - \sinh \beta_n x + \alpha_n (\cosh \beta_n x - \cos \beta_n x)]$ where $\alpha_n = \left(\frac{\sin \beta_n l - \sinh \beta_n l}{\cos \beta_n l - \cosh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 3.926602$ $\beta_2 l = 7.068583$ $\beta_3 l = 10.210176$ $\beta_4 l = 13.351768$
	$\tan \beta_n l - \tanh \beta_n l = 0$	$W_n(x) = C_n[\sin \beta_n x + \alpha_n \sinh \beta_n x]$ where $\alpha_n = \left(\frac{\sin \beta_n l}{\sinh \beta_n l} \right)$	$\beta_1 l = 3.926602$ $\beta_2 l = 7.068583$ $\beta_3 l = 10.210176$ $\beta_4 l = 13.351768$ ($\beta l = 0$ for rigid body mode)

Tabla 4.13 - Parámetro de la función característica de la viga (Fuente: Vibraciones Mecánicas, por Singiresu S. Rao)

Atendiendo a los apoyos de la estructura, el parámetro $\beta * L$ tendrá un valor de 3.926602.

$$\omega_{16} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_C * L^4}} = (3.926602)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.0528}{7850 * 0.1073 * 13.455^4}}$$

$$= 27377.46 \text{ rad/s} = 4357.26 \text{ Hz}$$

$$\omega_{30} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_c * L^4}} = (3.926602)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.0969}{7850 * 0.1997 * 13.455^4}}$$

$$= 27186.22 \text{ rad/s} = 4326.82 \text{ Hz}$$

$$\omega_{65} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_c * L^4}} = (3.926602)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.1991}{7850 * 0.425 * 13.455^4}}$$

$$= 26712.66 \text{ rad/s} = 4251.45 \text{ Hz}$$

- Estructura superior

En este caso hemos decidido hacer el estudio, al igual que en los parámetros anteriores, sobre una barra del arriostamiento que forma la celosía de la torre.

Debemos comenzar por presentar los valores del área cortante ya que no se ha presentado anteriormente (Tabla 4.14):

Espesor del tubo	Área cortante
16 mm	0.0046 m ²
30 mm	0.008 m ²
65 mm	0.0138 m ²

Tabla 4.14 - Áreas cortantes según el espesor de los tubos, estructura superior (Fuente propia)

Atendiendo a los apoyos de la estructura, el parámetro $\beta * L$ tendrá un valor de π .

$$\omega_{16} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_c * L^4}} = (\pi)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.00002}{7850 * 0.0046 * 3^4}} = 33136.38 \text{ rad/s}$$

$$= 5273.82 \text{ Hz}$$

$$\omega_{30} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_c * L^4}} = (\pi)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.00003}{7850 * 0.008 * 3^4}} = 30774.04 \text{ rad/s}$$

$$= 4897.84 \text{ Hz}$$

$$\omega_{65} = (\beta * L)^2 \sqrt{\frac{E * I}{\rho * A_c * L^4}} = (\pi)^2 \sqrt{\frac{2.1 * 10^{11} * 0.00004}{7850 * 0.0138 * 3^4}} = 27055.74 \text{ rad/s}$$

$$= 4306.05 \text{ Hz}$$

Frecuencia del casco

Se ha decidido emplear la fórmula de Kumai (Ecuaciones 4.10 y 4.11), la cual nos servirá para calcular la frecuencia del casco.

$$N_{2v} = 3.07 * 10^6 \sqrt{\frac{I_v}{\Delta i * L^3}}$$

$$\Delta i = \left(1.2 + \frac{B}{3 * T_m}\right) \Delta$$

Ecuación 4.10 - Fórmula de Kumai, frecuencia de vibración vertical (Fuente: Facilitado por el tutor Francisco Torti Blanes)

Siendo N_{2v} la frecuencia de vibración vertical en cpm, I_v el momento de inercia de la cuaderna maestra en m^4 , Δi el desplazamiento, incluyendo la masa de agua virtual añadida en t, L la eslora entre perpendiculares en m, B la manga en la cuaderna maestra en m y T_m el calado en la maestra en m.

$$N_{nv} \approx N_{2v}(n - 1)^\alpha$$

Ecuación 4.11 - Fórmula de Kumai, frecuencia de vibración más alta (Fuente: Facilitado por el tutor Francisco Torti Blanes)

Siendo N_{nv} la frecuencia de vibración más alta, α 0.845 para los buques de carga general, 1 para los bulk carriers y 1.2 para los petroleros y n no debe exceder de 5 o 6 con el fin de permanecer dentro de validez rango para la ecuación de N_{2v} .

El momento de inercia de la maestra no lo conocemos por lo que utilizaremos el momento de inercia de otro buque de características similares, pero no sin antes comprobar que dicha inercia es, en principio, válida para nuestro buque por lo que emplearemos la siguiente fórmula (Ecuación 4.12) para ver cuál es el momento de inercia mínimo aplicable a nuestro buque:

$$I_{min} = 2.7 * C_{mw} * LR^3 * B * (CB + 0.7) * 10^{-8}$$

$$C_{mw} = 10.75 - \left(300 - \frac{LR}{100}\right)^{3/2}$$

Ecuación 4.12 - Momento de inercia de la maestra mínimo (Fuente: Anteproyecto Petrolero de Productos de 31500m3, por Jose Antonio de la Flor Prada)

Siendo C_{mw} el coeficiente de ola, LR la eslora reglamentaria en m, B la manga en m y CB el coeficiente de bloque.

$$I_{min} = 2.7 * \left(10.75 - \left(300 - \frac{281}{100}\right)^{3/2}\right) * 281^3 * 50 * (0.87 + 0.7) * 10^{-8} \\ = 505.54 m^4$$

Hemos encontrado dos buques petroleros con una estructura similar a nuestro buque, uno de 266 m^[27] de eslora entre perpendiculares y otro de 318 m^[28], con un momento de inercia de 823.29 m⁴ y 842.54 m⁴ respectivamente. Como nuestro buque tiene una eslora entre perpendiculares de 275 m hemos realizado una interpolación a modo de aproximación para obtener nuestro momento de inercia. El resultado ha sido de 826.62 m⁴, por tanto sirve a nuestro propósito como aproximación.

Sabiendo que la inercia es 826.62 m⁴, la eslora es de 275 m, la manga de 50 m, el calado de 15.5 m, el desplazamiento de 185000 t, n de 2 y α de 1.2, podemos decir que la frecuencia del casco es de:

$$\begin{aligned}
 N_{2v} &= 3.07 * 10^6 \sqrt{\frac{I_v}{\Delta i * L^3}} = 3.07 * 10^6 \sqrt{\frac{I_v}{\left(1.2 + \frac{B}{3 * T_m}\right) \Delta * L^3}} \\
 &= 3.07 * 10^6 \sqrt{\frac{826.62}{\left(1.2 + \frac{50}{3 * 15.5}\right) 158000 * 275^3}} = 2.79 \text{ cpm} = 0.05 \text{ Hz} \\
 N_{nv} &\approx N_{2v}(n - 1)^\alpha = 2.79(2 - 1)^{1.2} = 2.79 \text{ cpm} = 0.05 \text{ Hz}
 \end{aligned}$$

4.7. Modelación numérica

Con todos estos cálculos realizados, y habiendo determinado el dimensionamiento de la estructura, vamos a realizar un estudio mediante el método de elementos finitos o modelización numérica. De este modo podremos comprobar y ratificar la validez del dimensionamiento realizado y rectificar los datos en caso contrario. Para ello hemos usado el programa Dlubal RFEM 5, de la empresa alemana Dlubal Software, especialistas en análisis estructural.

4.7.1. Método de Elementos Finitos (M.E.F.)

Este método, análisis por elementos finitos, es muy aplicado en diversas disciplinas de ingeniería, además permite afrontar complejos problemas de cálculo^[26].

Se trata de un método numérico para la aproximación de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales asociadas a problemas físicos sobre geometrías complicadas. Nos permite obtener una solución aproximada sobre una estructura o medio continuo, definido geométricamente y con las condiciones de contorno y propiedades de los materiales definidas, sobre el cual se definen ecuaciones que caracterizan el comportamiento físico del problema, dividiéndolo en varios subdominios denominados elementos finitos. Los cuales están formados por una malla, sobre la que se realizan los cálculos.

La malla puede tener una definición mayor o menor, en función de esto los cálculos serán más o menos exactos, pero también tardará más o menos en realizarse los cálculos.

El desarrollo de un algoritmo de elementos finitos para resolver un problema definido mediante ecuaciones diferenciales y condiciones de contorno requiere en general cuatro etapas:

1. El problema debe reformularse en forma variacional.
2. El dominio de variables independientes debe dividirse mediante una partición en subdominios, llamados elementos finitos, asociándose a un espacio vectorial de dimensión finita. Siendo la solución numérica aproximada obtenida por elementos finitos una combinación lineal en dicho espacio vectorial.
3. Se obtiene la proyección del problema variacional original sobre el espacio de elementos finitos obtenido de la partición. Esto da lugar a un sistema con un número de ecuaciones finito.
4. El último paso es el cálculo numérico de la solución del sistema de ecuaciones.

La discretización en elementos finitos ayuda a construir un algoritmo de proyección sencillo, logrando además que la solución por el método de elementos finitos sea generalmente exacta en un conjunto finito de puntos. Sin embargo, la solución, por ser una aproximación, lleva consigo un cierto error, el cual se verá disminuido conforme la aproximación sea más exacta y el tamaño de los elementos sea menor.

El método de elementos finitos puede realizar varios tipos de análisis, los más comunes son:

- . Análisis estático, se emplea cuando la estructura se ve sometida a acciones estáticas (no dependen del tiempo).
- . Análisis vibracional, se usa para analizar una estructura sometida a vibraciones aleatorias, choques e impactos; es decir, acciones que pueden actuar en la frecuencia natural de la estructura y causar resonancia.
- . Análisis de fatiga, de este modo se puede predecir el efecto de los ciclos de carga sobre la estructura mostrando las áreas donde es más probable que se presente una grieta y prediciendo la tolerancia al fallo del material.
- . Análisis de transferencia de calor, se aplica sobre las estructuras sometidas a un estado continuo de transferencia el cual se refiere a las propiedades térmicas en el material que tiene una difusión lineal de calor.

Como vemos, el análisis por elementos finitos es una herramienta de gran valor que permite un conocimiento más exhaustivo del producto incluso antes de que este exista materialmente. Utilizado correctamente, constituye una de las herramientas más potentes que existen en la actualidad.

4.7.2. Malla utilizada

Hemos decidido no modificar la malla que genera automáticamente el programa (Ilustración 4.16).

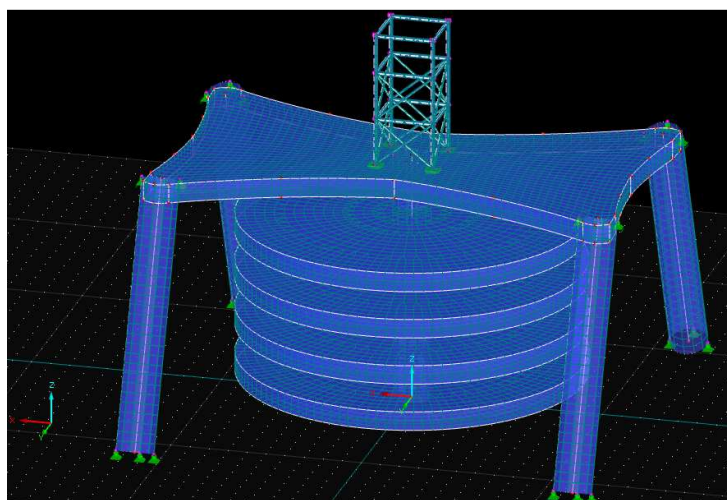


Ilustración 4.16 - Malla de elemento finito (Fuente propia)

4.7.3. Propiedades del material

Se ha elegido un comportamiento lineal elástico para el material. Se ha seleccionado un acero ST 37 con las siguientes propiedades:

- Módulo de elasticidad de $2.1 * 10^8 \text{ kPa}$.
- Coeficiente de Poisson de 0.3
- Densidad del material de 7850 kg/m^3 .
- Límite elástico de 235 MPa.

4.7.4. Cargas y condiciones de contorno

Una vez modelizada la torre y aplicado el mallado, le hemos definido las condiciones y cargas de contorno.

Las condiciones de contorno son: el empotramiento en la base y el apoyo en el extremo superior de las patas de la estructura inferior y el empotramiento de las patas de la estructura superior. En cuanto a las cargas, debemos aplicar la carga del viento de 2.3 kN/m y el peso de la maquinaria que alberga, 5546.2 kN por cubierta, que en este caso se corresponden con 10.9 kN/m^2 (Ilustración 4.17).

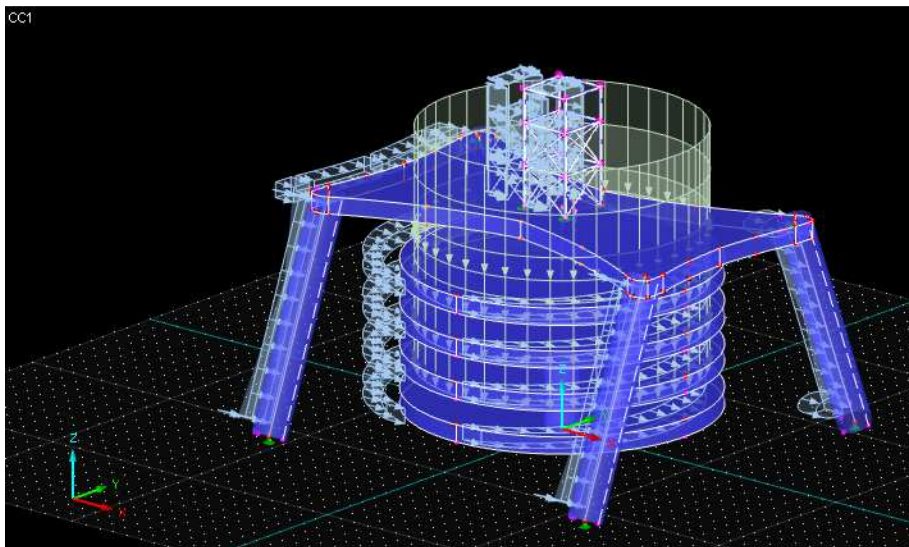


Ilustración 4.17 - Torre con las cargas aplicadas (Fuente propia)

Una vez que hemos introducido todos los datos se pasa al módulo de cálculo para resolver el sistema de ecuaciones resultante.

4.7.5. Resultados preliminares

Se ha modelizado cada estructura por separado; es decir, la estructura inferior por un lado y la superior por otro, como hemos venido haciendo hasta ahora con los cálculos y finalmente se ha realizado un estudio conjunto para una última comprobación.

Estructura inferior

En la modelación primera de esta hemos cometido un fallo de medida en el espesor de las cubiertas circulares (superior al diseñado) y un error de introducción de los datos de fuerza sobre dichas cubiertas (inferior al diseñado). Sin embargo al correr el programa nos ha detectado un problema sobre estas cubiertas de falta de refuerzos (Ilustración 4.18 y Tabla 4.16):

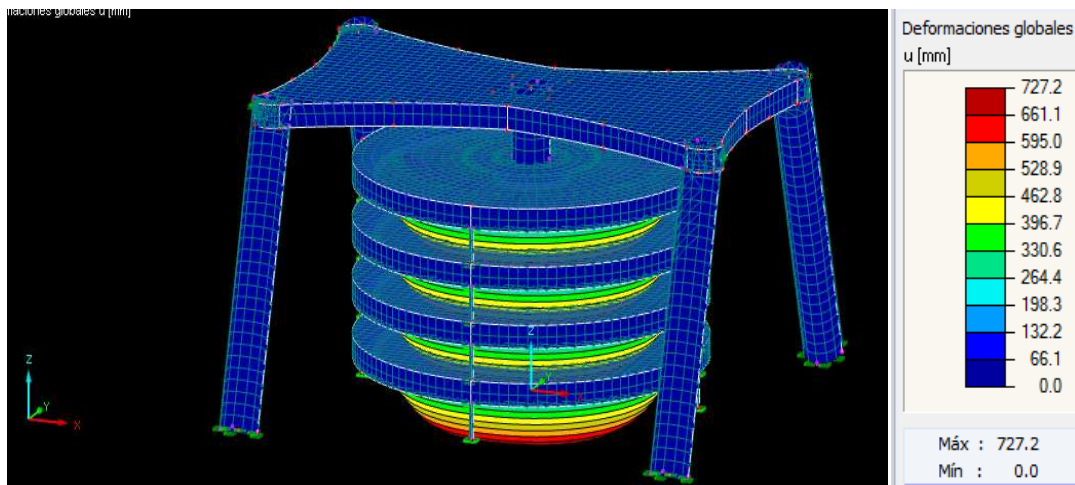


Ilustración 4.18 - Primera modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, desplazamientos (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	1319,10	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	1319,10	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-5025,70	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-5025,700	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	-4,286	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.782, Y: -0.001, Z: 9.879 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	-8780,170	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	-1,1	kNm	En el centro de gravedad del modelo

Máximo desplazamiento en dirección X	15,9	mm	Nudo de EF núm. 397 (X: -11.617, Y: -1.894, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Y	3,2	mm	Nudo de EF núm. 850 (X: -6.969, Y: -5.360, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Z	-727,2	mm	Nudo de EF núm. 12010 (X: 3.182, Y: -3.182, Z: 10.000 m)
Máximo desplazamiento vectorial	727,2	mm	Nudo de EF núm. 12010 (X: 3.182, Y: -3.182, Z: 10.000 m)
Máximo giro respecto al eje X	-305,8	mrاد	Nudo de EF núm. 11826 (X: 0.000, Y: 2.500, Z: 10.000 m)
Máximo giro respecto al eje Y	305,9	mrاد	Nudo de EF núm. 11818 (X: 2.500, Y: 0.000, Z: 10.000 m)
Máximo giro respecto al eje Z	-2,9	mrاد	Nudo de EF núm. 2366 (X: 8.947, Y: 0.973, Z: 2.000 m)
Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1,000E+00		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	6008000000000		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	4,000E+01		
Norma infinita	1,941E+13		
Método progresivo			
Resumen			
Estado del cálculo	Acceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	0		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	13481		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	12829		
Número de ecuaciones	76974		
Método de resolución de la matriz	Iterativo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.15 - Cálculos del programa Dlubal de la primera modelización de la estructura inferior (Fuente propia)

Por tanto, hemos reforzado la estructura y corregido el fallo de dimensionamiento. Hemos optado por un refuerzo interno de la cubierta con el mismo material que ésta (Ilustración 4.19):

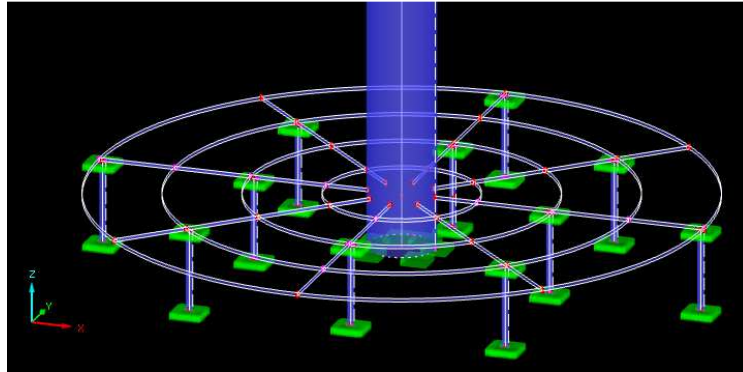


Ilustración 4.19 - Reforzado de las cubiertas circulares de la torre (Fuente propia)

Del mismo modo hemos corregido el error en la introducción de datos de la fuerza (Ilustración 4.20 y Tabla 4.17):

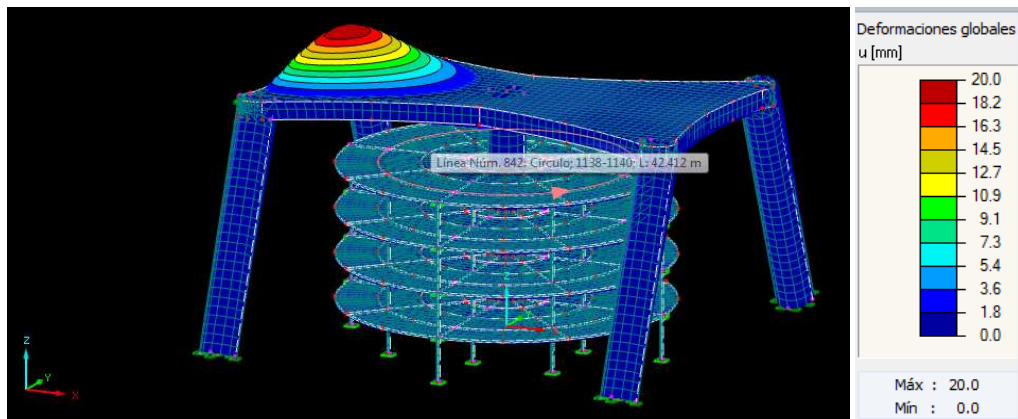


Ilustración 4.20 - Quinta modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, desplazamientos (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	798,61	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	798,61	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-458,23	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-458,23	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	-0,087	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.174, Y: 0.000, Z: 6.278 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	94,932	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	-0,075	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Máximo desplazamiento en dirección X	16,8	mm	Nudo de EF núm. 1964 (X: -11.617, Y: -1.894, Z: 12.000 m)

Máximo desplazamiento en dirección Y	1,8	mm	Nudo de EF núm. 1987 (X: -6.969, Y: -5.360, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Z	19,9	mm	Nudo de EF núm. 3091 (X: -9.516, Y: -0.258, Z: 13.000 m)
Máximo desplazamiento vectorial	20,0	mm	Nudo de EF núm. 3091 (X: -9.516, Y: -0.258, Z: 13.000 m)
Máximo giro respecto al eje X	-7,4	mrad	Nudo de EF núm. 2477 (X: -12.414, Y: -5.950, Z: 13.000 m)
Máximo giro respecto al eje Y	-16,1	mrad	Nudo de EF núm. 1964 (X: -11.617, Y: -1.894, Z: 12.000 m)
Máximo giro respecto al eje Z	2,4	mrad	Nudo de EF núm. 60 (X: -12.200, Y: 5.640, Z: 12.000 m)
Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	6,008E+12		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	40		
Norma infinita	1,941E+13		
Método progresivo	-		
Resumen			
Estado del cálculo	Aceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	0		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	16316		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	13445		
Número de ecuaciones	80670		
Método de resolución de la matriz	Iterativo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.16 - Cálculos del programa Dlubal de la quinta modelización de la estructura inferior (Fuente propia)

Como podemos observar, ahora la zona más afectada es la superficie superior de la estructura, con una deformación vertical máxima de 20 mm, esto se debe a que la acción del viento en este punto es más desfavorable. El viento sigue la

dirección del eje X, pero al estar hueco, sin refuerzo interno, deforma la chapa lateral y ésta, a su vez, empuja de forma vertical la chapa superior. Por tanto, debemos realizar un reforzado de esta zona también (Ilustración 4.21):

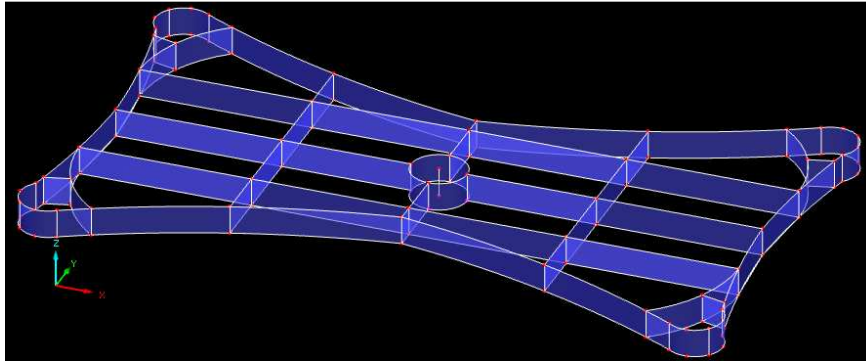


Ilustración 4.21 - Reforzado de la cubierta superior de la torre (Fuente propia)

Una vez reforzado procedemos a comprobar nuevamente los resultados facilitados por el programa, y finalmente obtenemos unos valores satisfactorios (Ilustraciones 4.22, 4.23, 4.24, 4.25, 4.26 y 4.27 y Tabla 4.18):

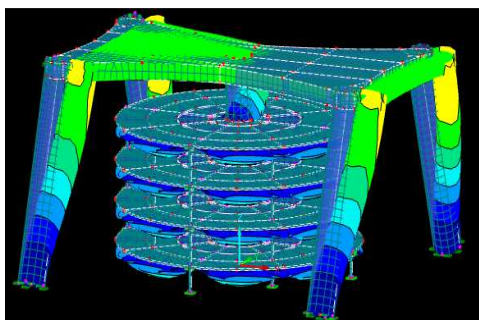


Ilustración 4.22 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, vista en perspectiva, desplazamientos (Fuente propia)

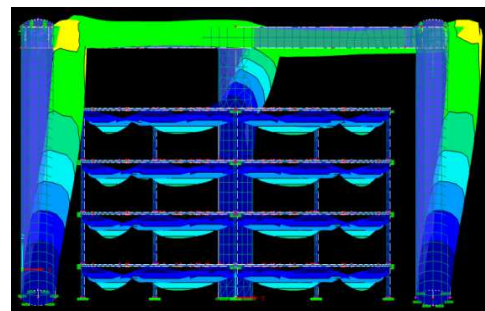
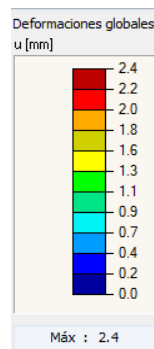


Ilustración 4.23 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, vista frontal, desplazamientos (Fuente propia)

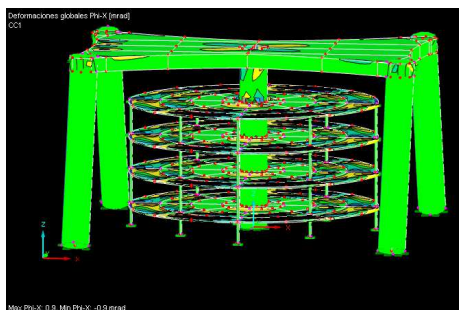


Ilustración 4.24 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en X (Fuente propia)

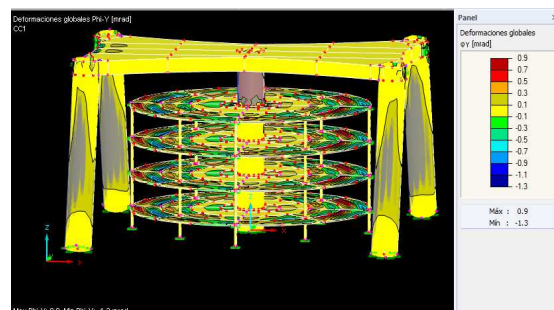
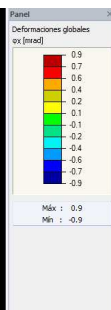
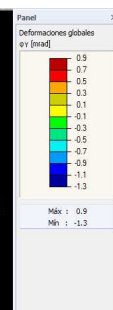


Ilustración 4.25 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Y (Fuente propia)



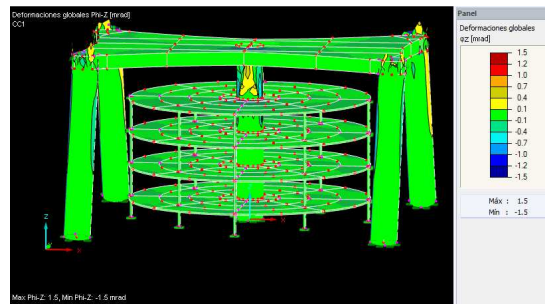


Ilustración 4.26 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Z (Fuente propia)

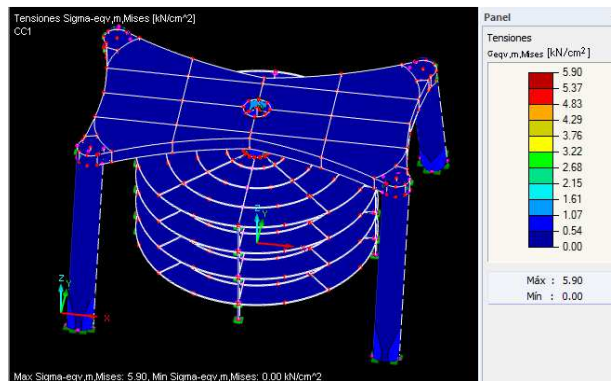


Ilustración 4.27 - Última modelización de la estructura inferior en el programa Dlubal RFEM, tensiones mínimas de Von Mises (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	1051,10	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	1051,10	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-458,23	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-458,23	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	-0,011	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.000, Y: 0.000, Z: 6.908 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	-371,879	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	-0,011	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Máximo desplazamiento en dirección X	2,4	mm	Nudo de EF núm. 10344 (X: -11.577, Y: 1.421, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Y	0,2	mm	Nudo de EF núm. 10299 (X: -11.219, Y: -7.314, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Z	-1,0	mm	Nudo de EF núm. 9791 (X: 7.265, Y: -3.583, Z: 9.100 m)
Máximo desplazamiento vectorial	2,4	mm	Nudo de EF núm. 10344 (X: -11.577, Y: 1.421, Z: 12.000 m)
Máximo giro respecto al eje X	-0,9	mrاد	Nudo de EF núm. 9991 (X: 3.184, Y: 6.457, Z: 9.100 m)
Máximo giro respecto al eje Y	-1,3	mrاد	Nudo de EF núm. 10345 (X: -11.577, Y: 1.421, Z: 12.500 m)
Máximo giro respecto al eje Z	-1,5	mrاد	Nudo de EF núm. 10361 (X: -12.011, Y: -4.711, Z: 12.000 m)

Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	5,274E+12		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	40		
Norma infinita	1,332E+13		
Método progresivo	-		
Resumen			
Estado del cálculo	Aceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	0		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	16631		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	13553		
Número de ecuaciones	81318		
Método de resolución de la matriz	Iterativo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.17 - Cálculos del programa Dlubal de la última modelización de la estructura inferior (Fuente propia)

Estructura superior

Para el modelado de esta parte hemos usado el módulo de diseño de una torre de celosía que trae el programa Dlubal RFEM 5 de modo que se ha facilitado en gran medida el trabajo a realizar, y los datos obtenidos están acorde con los calculados anteriormente, teniendo en cuenta que los que hemos calculado estaban simplificados a una de las patas y en este caso el cálculo está hecho sobre toda la estructura de celosía (Ilustración 4.28 y Tabla 4.19):

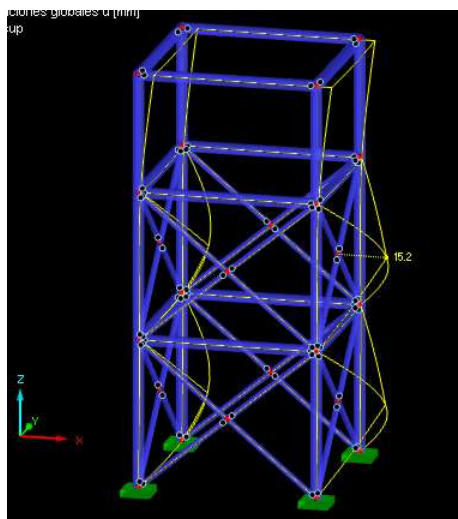


Ilustración 4.28 – Primera modelización de la estructura superior en el programa Dlubal RFEM, desplazamientos (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	177,65	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	177,65	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-65,97	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-65,97	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	0,000	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.000, Y: 0.000, Z: 16.690 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	-50,436	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	0,000	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Máximo desplazamiento en dirección X	15,2	mm	Barra núm. 47, x: 1.953 m
Máximo desplazamiento en dirección Y	0,0	mm	Barra núm. 42, x: 0.837 m
Máximo desplazamiento en dirección Z	-0,2	mm	Barra núm. 58, x: 1.500 m
Máximo desplazamiento vectorial	15,2	mm	Barra núm. 47, x: 1.953 m
Máximo giro respecto al eje X	-0,1	mrاد	Barra núm. 42, x: 1.953 m
Máximo giro respecto al eje Y	7,5	mrاد	Barra núm. 40, x: 1.953 m
Máximo giro respecto al eje Z	-9,4	mrاد	Barra núm. 47, x: 0.000 m
Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	2,259E+09		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	6,877E+05		
Determinante de la matriz de rigidez	4.221E+900		
Norma infinita	5,43E+09		

Método progresivo	-		
Resumen			
Estado del cálculo	Aceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	56		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	0		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	24		
Número de ecuaciones	144		
Método de resolución de la matriz	Directo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.18 - Cálculos del programa Dlubal de la primera modelización de la estructura superior (Fuente propia)

Como vemos, se obtiene un desplazamiento máximo de 15.2 mm por lo que vamos a añadirle unos arriostramientos horizontales en las zonas más afectadas para darle una mayor robustez (Ilustraciones 4.29, 4.30, 4.31 y 4.32 y Tabla 4.20):

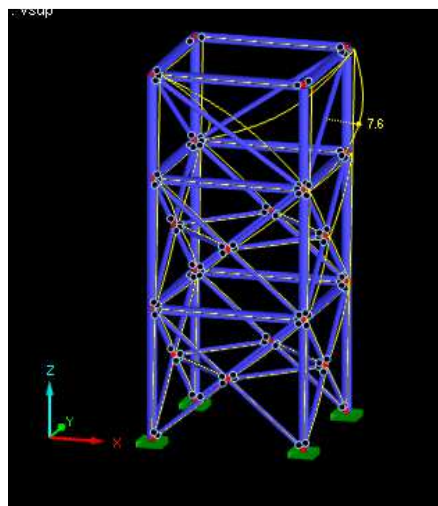


Ilustración 4.29 - Última modelización de la estructura superior en el programa Dlubal RFEM, desplazamientos (Fuente propia)

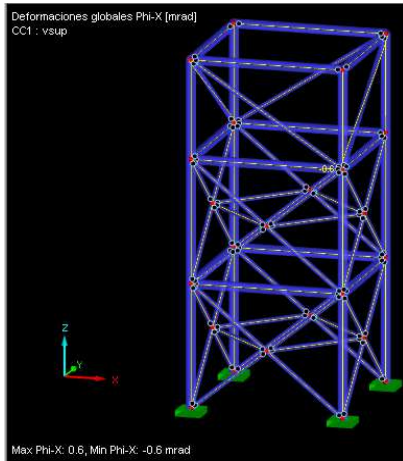


Ilustración 4.30 - Última modelización de la estructura superior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en X (Fuente propia)

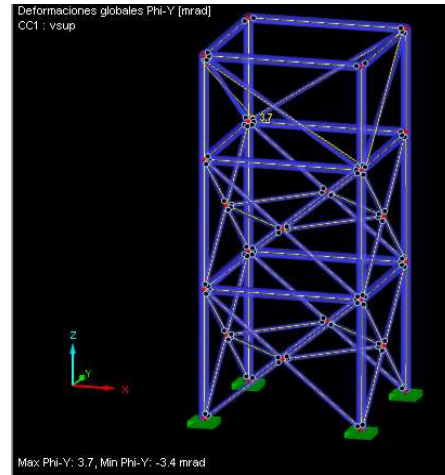


Ilustración 4.31 - Última modelización de la estructura superior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Y (Fuente propia)

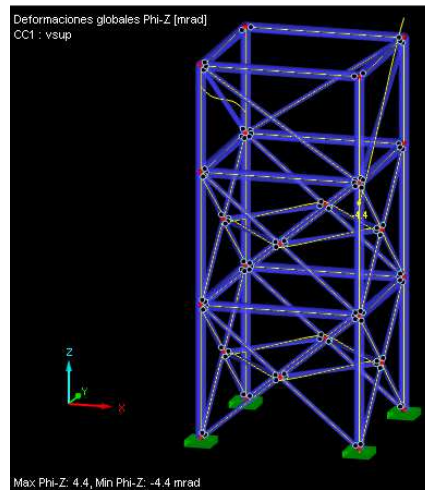


Ilustración 4.32 - Última modelización de la estructura superior en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Z (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	363,11	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	363,11	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-76,57	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-76,57	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	0,000	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.000, Y: 0.000, Z: 16.748 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	-79,467	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	0,000	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Máximo desplazamiento en dirección X	7,5	mm	Barra núm. 72, x: 1.803 m
Máximo desplazamiento en dirección Y	0,4	mm	Barra núm. 72, x: 1.803 m

Máximo desplazamiento en dirección Z	-3,4	mm	Barra núm. 69, x: 1.803 m
Máximo desplazamiento vectorial	7,6	mm	Barra núm. 72, x: 1.803 m
Máximo giro respecto al eje X	-0,6	mrاد	Barra núm. 72, x: 0.000 m
Máximo giro respecto al eje Y	3,7	mrاد	Barra núm. 69, x: 3.606 m
Máximo giro respecto al eje Z	-4,4	mrاد	Barra núm. 72, x: 0.000 m
Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	2,259E+09		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	2,102E+06		
Determinante de la matriz de rigidez	2.235E+927		
Norma infinita	5,43E+09		
Método progresivo	-		
Resumen			
Estado del cálculo	Aceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	68		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	0		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	24		
Número de ecuaciones	144		
Método de resolución de la matriz	Directo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.19 - Cálculos del programa Dlubal de la última modelización de la estructura superior (Fuente propia)

Torre

Una vez que ya tenemos todos los cálculos hechos y los resultados son aceptables unimos ambas estructuras y hacemos una última comprobación, que como es de esperar no nos presenta ningún problema adicional (Ilustraciones 4.33, 4.34, 4.35, 4.36, 4.37 y 4.38 y Tabla 4.21):

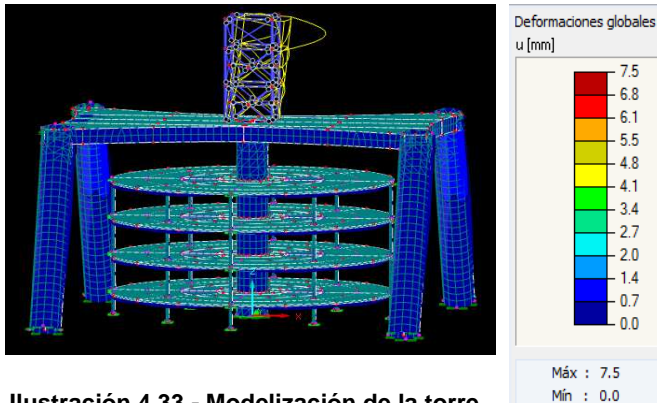


Ilustración 4.33 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, con la deformación de las barras, desplazamientos (Fuente propia)

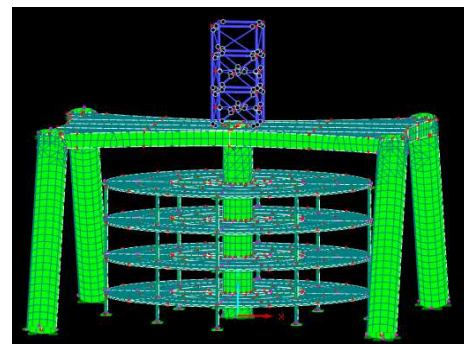


Ilustración 4.34 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, con la deformación de las superficies, desplazamientos (Fuente propia)

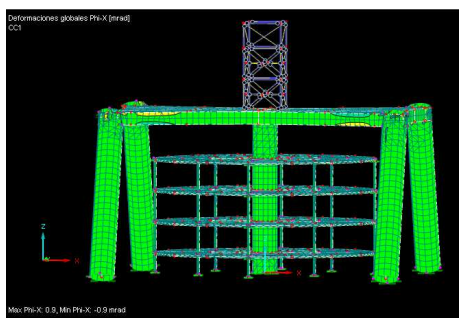


Ilustración 4.35 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en X (Fuente propia)

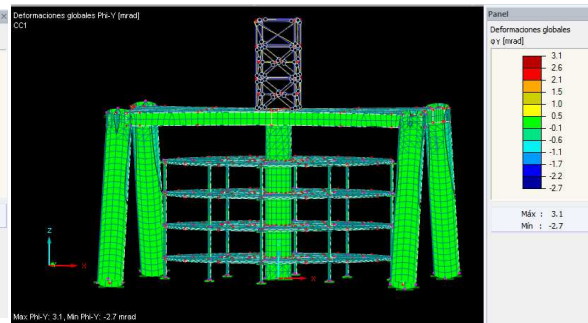


Ilustración 4.36 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Y (Fuente propia)

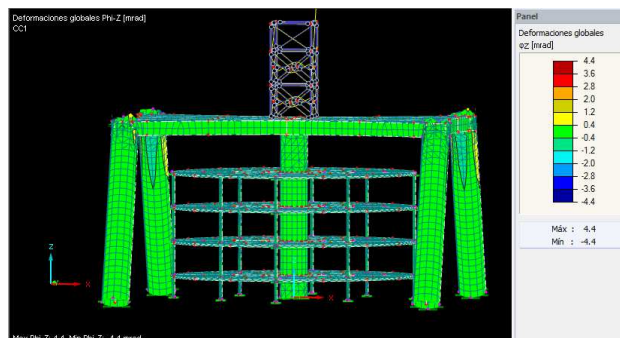


Ilustración 4.37 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, desplazamiento en Z (Fuente propia)

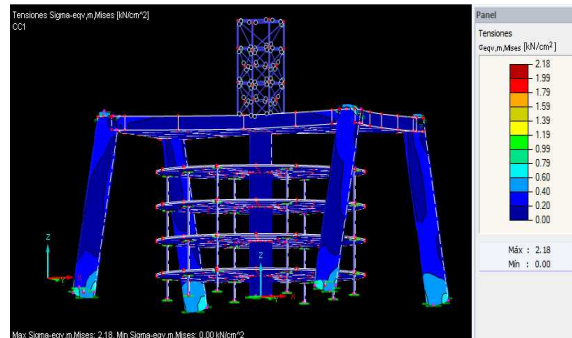


Ilustración 4.38 - Modelización de la torre en el programa Dlubal RFEM, tensiones mínimas de Von Mises (Fuente propia)

Descripción	Valor	Unidad	Comentario
Carga total en dirección X	1414,20	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en X	1414,20	kN	Desviación: 0.00 %
Carga total en dirección Y	0,00	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Y	0,00	kN	
Carga total en dirección Z	-458,23	kN	
Suma de esfuerzos en apoyos en Z	-458,230	kN	Desviación: 0.00 %
Resultante de reacciones respecto a X	0,003	kNm	En el centro de gravedad del modelo (X: 0.000, Y: 0.000, Z: 7.120 m)
Resultante de reacciones respecto a Y	2821,850	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Resultante de reacciones respecto a Z	0,0	kNm	En el centro de gravedad del modelo
Máximo desplazamiento en dirección X	7,5	mm	Barra núm. 72, x: 1.803 m
Máximo desplazamiento en dirección Y	0,4	mm	Nudo de EF núm. 10269 (X: -11.955, Y: 7.245, Z: 12.000 m)
Máximo desplazamiento en dirección Z	2,7	mm	Barra núm. 71, x: 1.803 m
Máximo desplazamiento vectorial	7,5	mm	Barra núm. 72, x: 1.803 m
Máximo giro respecto al eje X	-0,9	mrاد	Nudo de EF núm. 9991 (X: 3.184, Y: 6.457, Z: 9.100 m)
Máximo giro respecto al eje Y	3,1	mrاد	Barra núm. 72, x: 0.000 m
Máximo giro respecto al eje Z	-4,4	mrاد	Barra núm. 72, x: 0.000 m
Método de análisis	Lineal		Análisis estático geoméricamente lineal
Reducción de rigidez	-		
Número de incrementos de carga	1		
Número de iteraciones	1,000E+00		
Valor máximo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	5274000000000		
Valor mínimo del elemento en la diagonal de la matriz de rigidez	4,000E+01		
Norma infinita	1,332E+13		
Método progresivo			
Resumen			
Estado del cálculo	Aceptable		
Número de elementos finitos 1D (elementos de barras)	68		
Número de elementos finitos 2D (elementos de superficies)	16631		
Número de elementos finitos 3D (elementos macizos)	0		
Número de nudos de EF	13573		

Número de ecuaciones	81438		
Método de resolución de la matriz	Iterativo		
Número máximo de iteraciones	100		
División de barras por resultados de barras	10		
Número de divisiones de barras con cable, apoyo elástico, cartela o características plásticas	10		
Activar la rigidez a cortante de las barras (A-y, A-z)	+		
Teoría de flexión de placas	Mindlin		
Precisión del criterio de convergencia para el cálculo no lineal	1		

Tabla 4.20 - Cálculos del programa Dlubal de la modelización de la torre (Fuente propia)

Y ahora con la ayuda del módulo RF-DYNAM Pro, del programa Dlubal RFEM 5, haremos el estudio de la frecuencia natural de la estructura en diversos modos. A continuación presentamos las frecuencias correspondientes a los 20 primeros modos (Tabla 4.21), como vemos que la frecuencia del primer modo es superior a la que hemos calculado para nuestro casco y conforme avanzamos en los modos aumenta la frecuencia podemos asumir que sus frecuencias, la de nuestra estructura y la del casco, nunca coincidirán.

Modo núm.	Valor propio λ [$1/s^2$]	Frecuencia angular ω [rad/s]	Frecuencia natural f [Hz]	Período natural T [s]
1	2473,966	49,739	7,916	0,126
2	2474,055	49,740	7,916	0,126
3	2824,618	53,147	8,459	0,118
4	2824,757	53,148	8,459	0,118
5	3228,498	56,820	9,043	0,111
6	3229,080	56,825	9,044	0,111
7	3232,102	56,852	9,048	0,111
8	3232,962	56,859	9,049	0,111
9	3234,197	56,870	9,051	0,110
10	3236,937	56,894	9,055	0,110
11	3251,639	57,023	9,076	0,110
12	3256,236	57,063	9,082	0,110
13	3375,333	58,098	9,247	0,108
14	3377,694	58,118	9,250	0,108
15	3378,706	58,127	9,251	0,108
16	3378,711	58,127	9,251	0,108
17	3378,732	58,127	9,251	0,108
18	3379,175	58,131	9,252	0,108
19	3390,531	58,228	9,267	0,108
20	3393,542	58,254	9,271	0,108

Tabla 4.21 - Frecuencia natural de la estructura en los distintos modos (Fuente propia)

Igualmente presentamos los diagramas de frecuencia de cuatro modos distintos (Ilustraciones 4.39, 4.40, 4.41, 4.42 y 4.45):

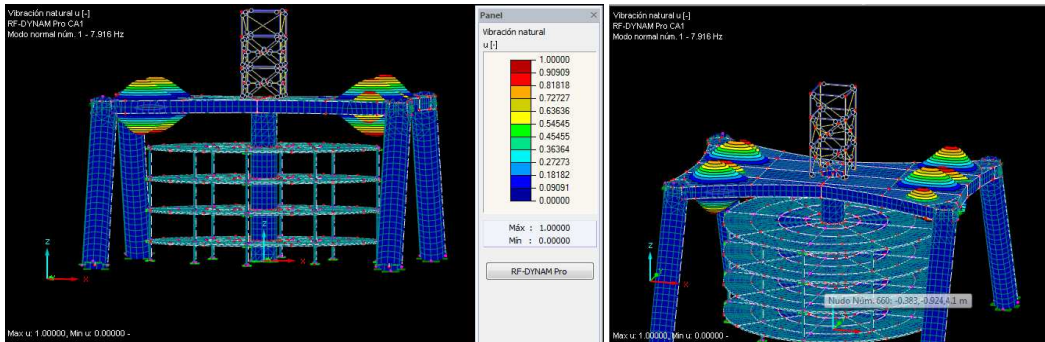


Ilustración 4.39 - Frecuencia natural de la torre en el primer modo (Fuente propia)

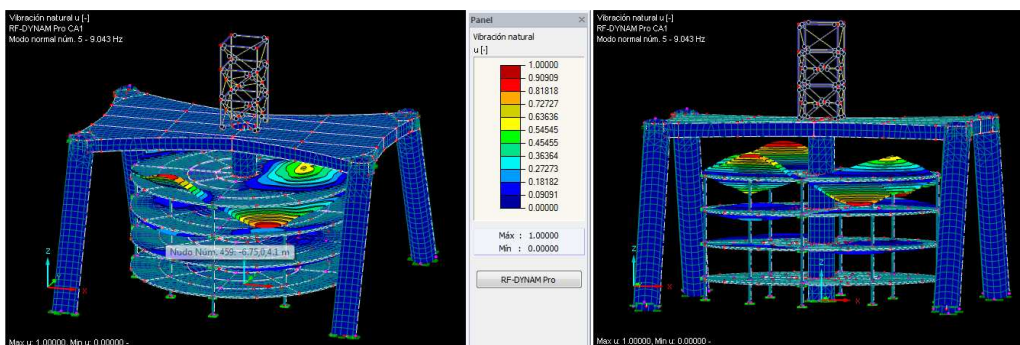


Ilustración 4.40 - Frecuencia natural de la torre en el quinto modo (Fuente propia)

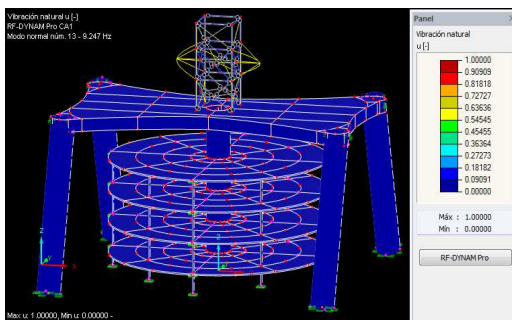


Ilustración 4.41 - Frecuencia natural de la torre en el decimotercer modo (Fuente propia)

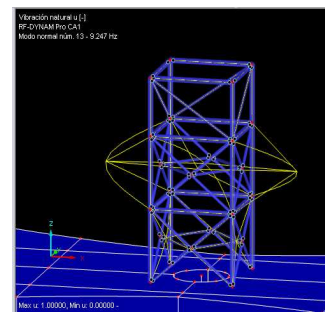


Ilustración 4.42 - Frecuencia natural de la torre en el decimotercer modo, detalle (Fuente propia)

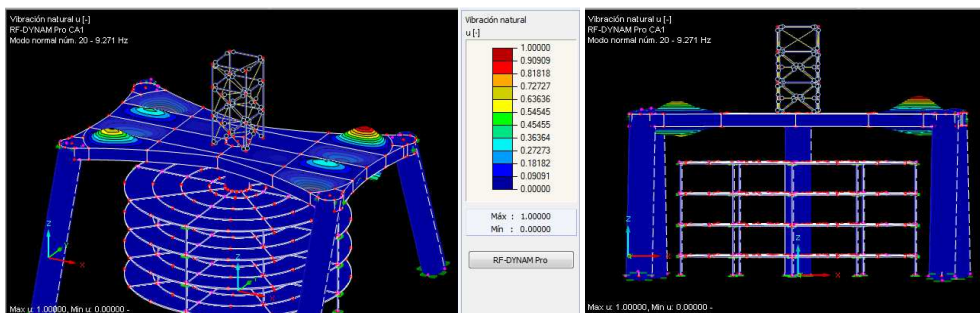


Ilustración 4.43 - Frecuencia natural de la torre en el veinteavo modo (Fuente propia)

4.8. Diseño final de la torre

Después de haber realizado una búsqueda de las distintas torres que hay instaladas en las unidades FPSO, hemos elaborado un diseño similar a las torres cuadrangulares que hemos encontrado (Ilustraciones 4.44 y 4.45).

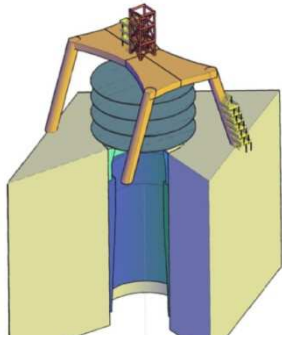


Ilustración 4.44 - Diseño de la torre modelada en AutoCAD 3D (Fuente propia)

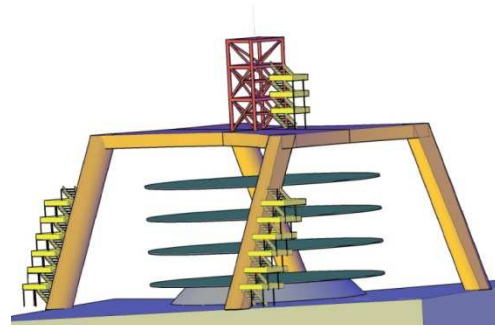


Ilustración 4.45 - Diseño de la torre modelada en AutoCAD 3D (Fuente propia)

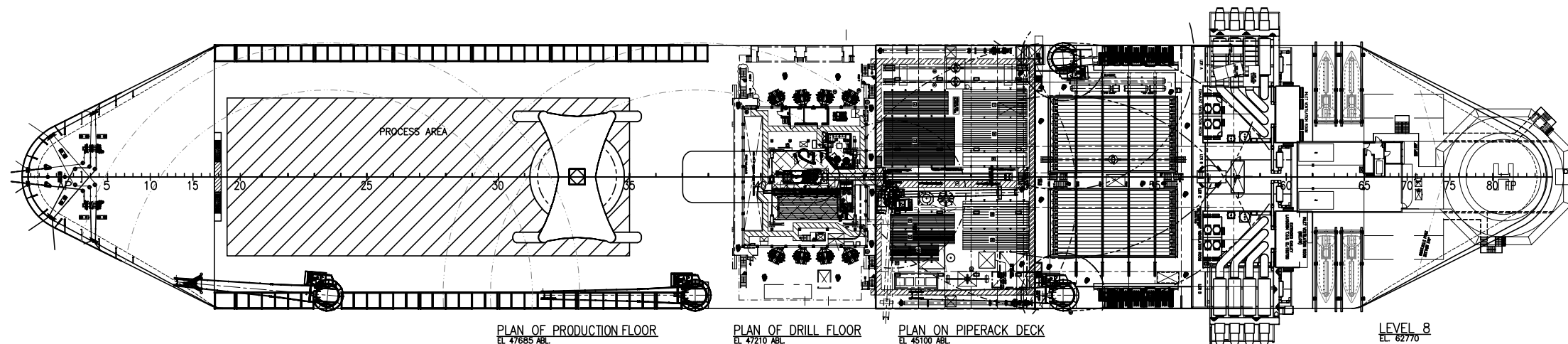
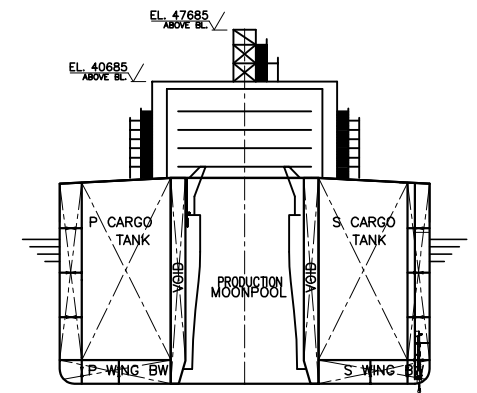
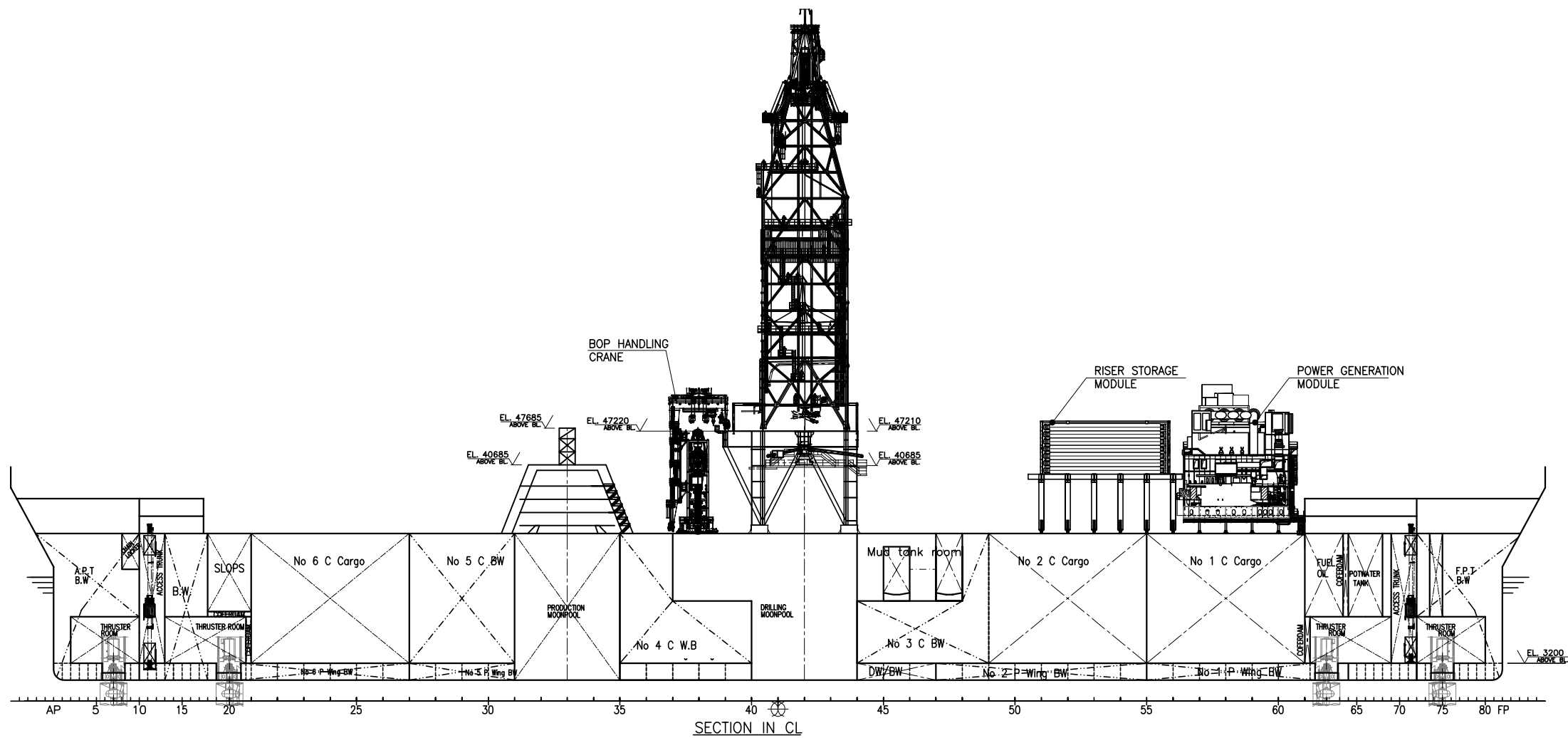
El diseño y cálculo de la estructura se ha llevado a cabo con éxito obteniendo las conclusiones que a continuación se indican:

Realizar los estudios analíticos simplificados es recomendable para conocer la respuesta global de una estructura, pero para el estudio localizado es necesario recurrir a modelos numéricos.

El análisis numérico nos ha permitido conocer el fallo en el refuerzo de la estructura de forma que nos ha permitido aumentar la rigidez de la estructura en la zona afectada.

Si bien a efectos prácticos nuestro proyecto sólo engloba el diseño estructural de la torre, hemos de mencionar que la torre dispondrá de un sistema de giro por deslizamiento en su parte inferior y un sistema de transferencia de tipo cadena de arrastre “*drag Chain*”; que permitirá la desconexión y desprendimiento manual de los *risers*, mangueras de diversos servicios y de las líneas de fondeo en caso de que las condiciones ambientales y/o defectos del sistema de transferencia lo requiera y que para mantener las condiciones de explotación del pozo se hará la inyección de agua y gas al mismo tiempo.

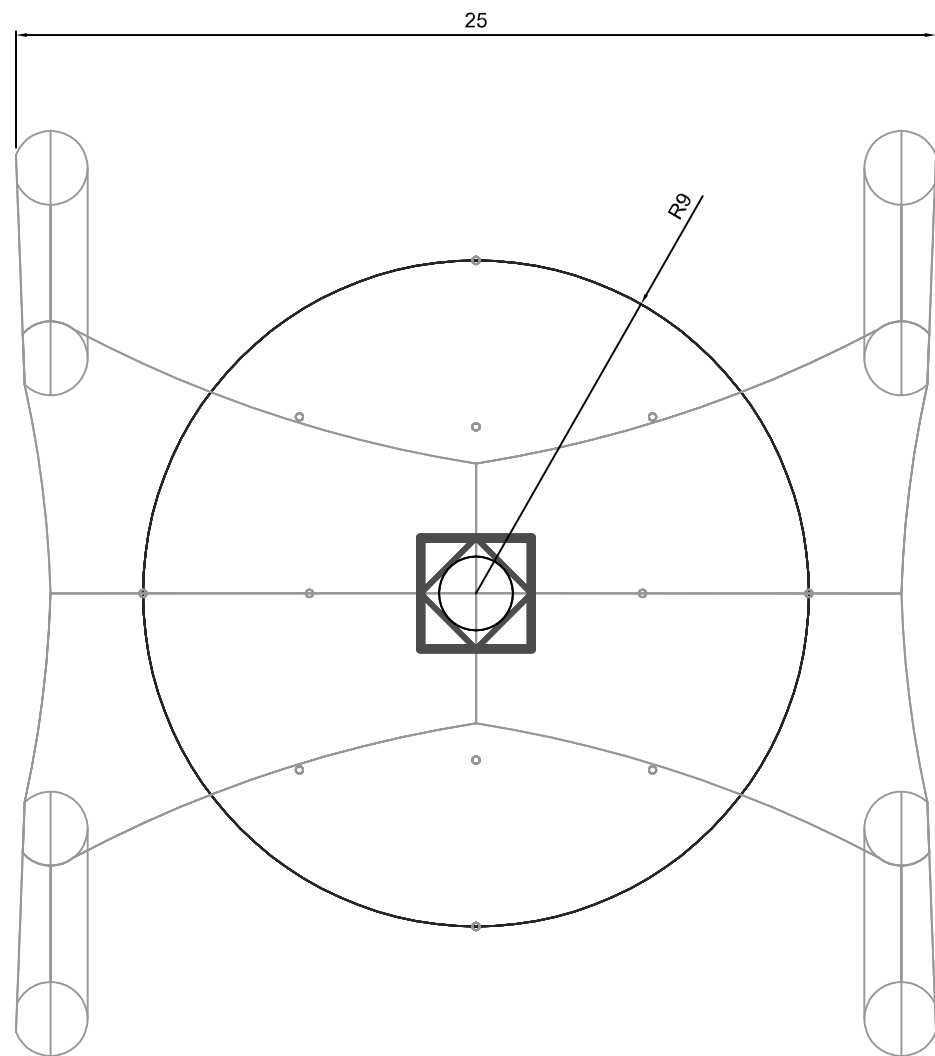
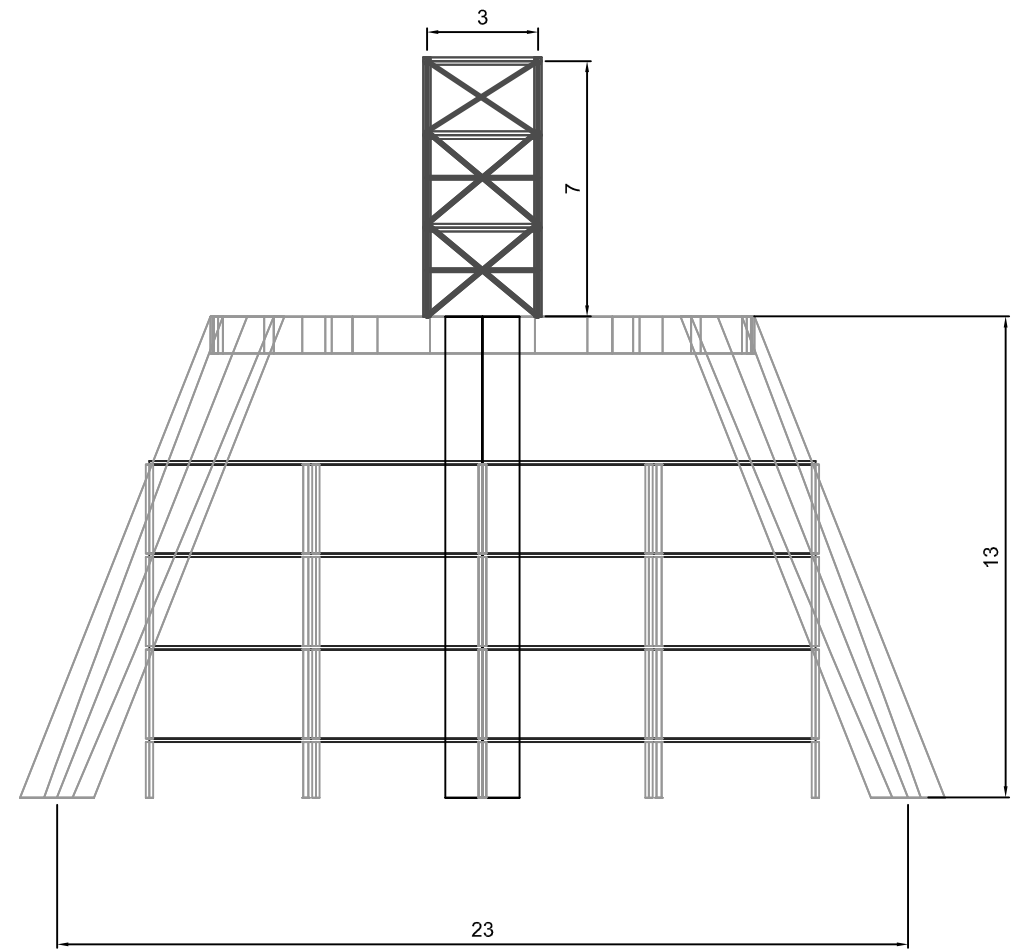
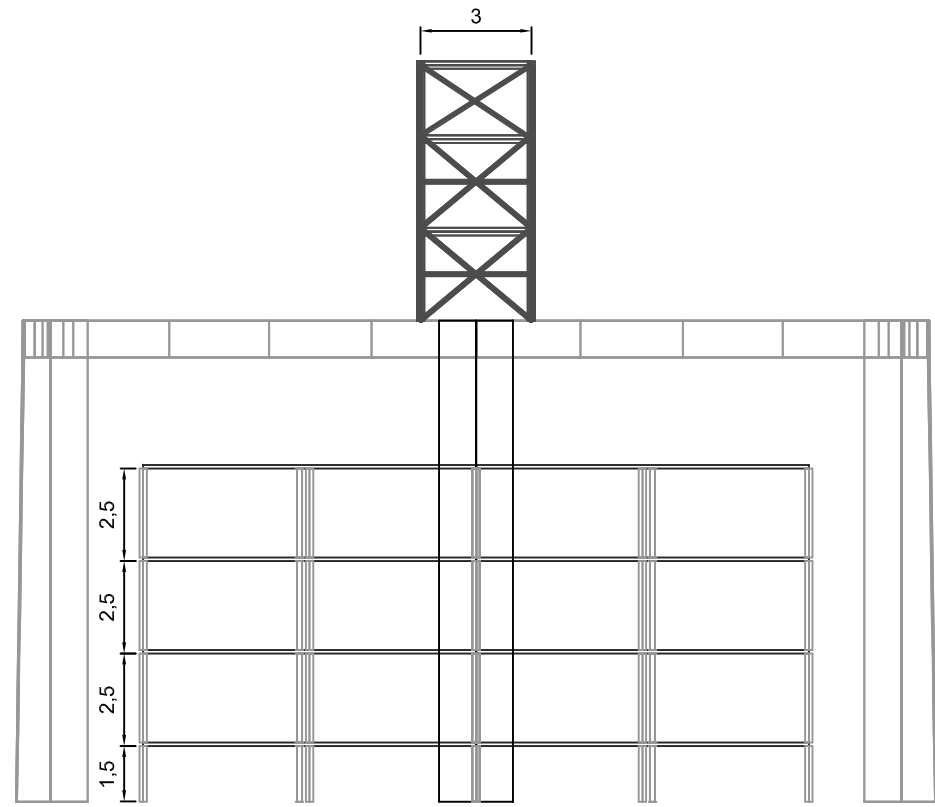
4.9. Planos



Main particulars:		Block coefficient at Ts	0,87-
Length over all, L _{OA}	291,25 m	Crude oil storage capacity:....	1.000.000 barrels
Length, L _{PP}	275,0 m	Ballast water capacity:.....	119.720 t
1A1 Rule length, L _R	266,75 m	Variable deck-load:.....	25.000 t
Breadth moulded, B.....	50,0 m	Displacement at T _c :.....	185.000 t
Depth moulded, D.....	27,0 m	Displacement at T _s :.....	241.287 t
Design draught, T _s	19,5 m	Deadweight (incl. topside weight)...	196.058 t
Constant draught, T _c	15,5 m		
Min. ballast draught T _{min}	8,8 m	Min. design temperature:.....	-30° C (Hull and structure) -20° C (Equipment and system)

* Basandose en los planos facilitados por la empresa Inocean

ESCUELA DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA (UCA)				
Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO				
Realizado por: Concha Márquez Domínguez x	Profesor: Francisco Torti Blanes	Fecha 10/08/2015	Escala 1/600	T. Papel A/3
PROYECTOS DE FIN DE GRADO			Descripción del plano: DISPOSICIÓN GENERAL	



DATOS GENERALES

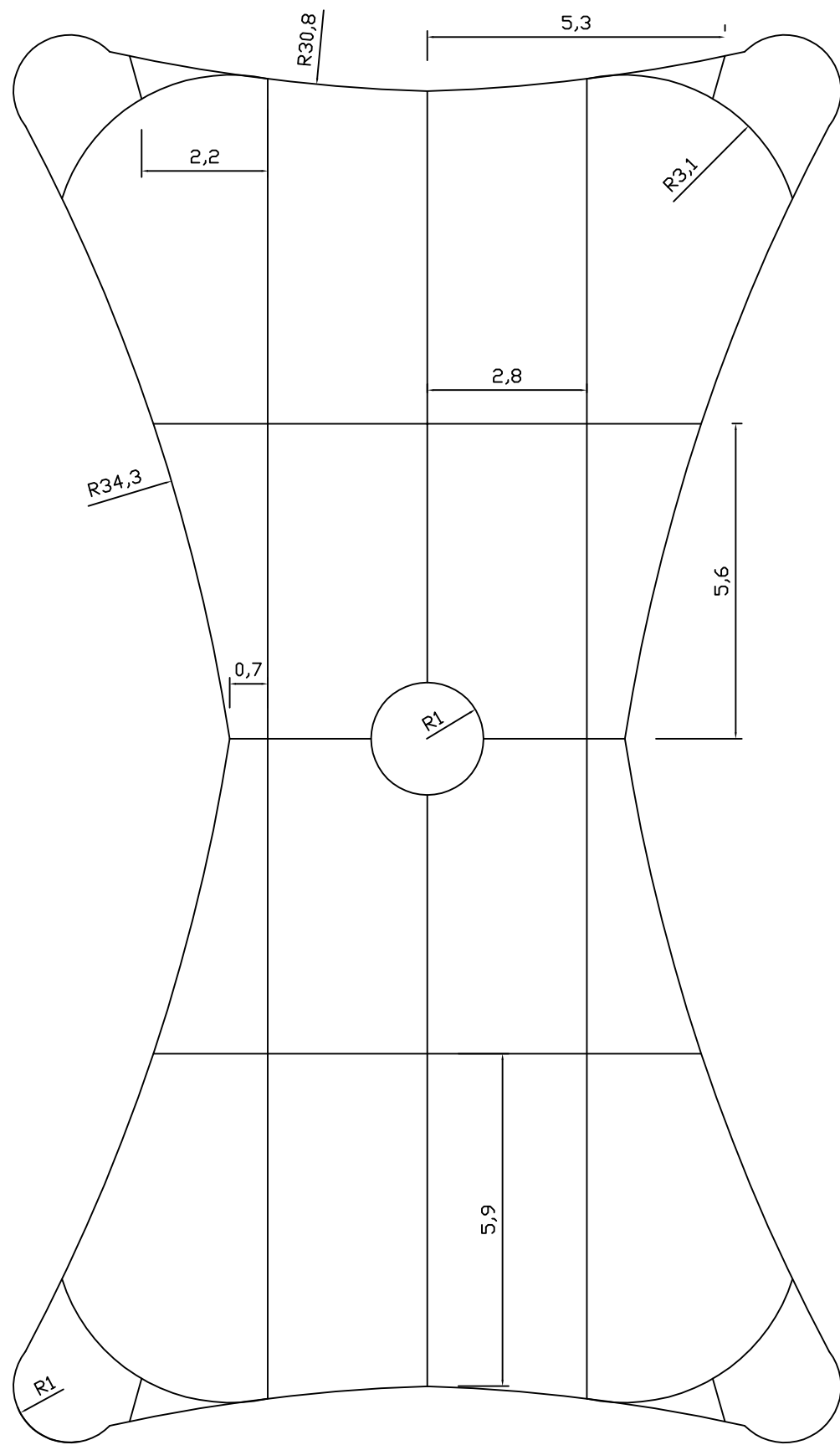
Altura.....20 m
 Manga.....25 m
 Eslora.....25 m
 Cubiertas.....4
 Material.....Acero

DATOS TÉCNICOS

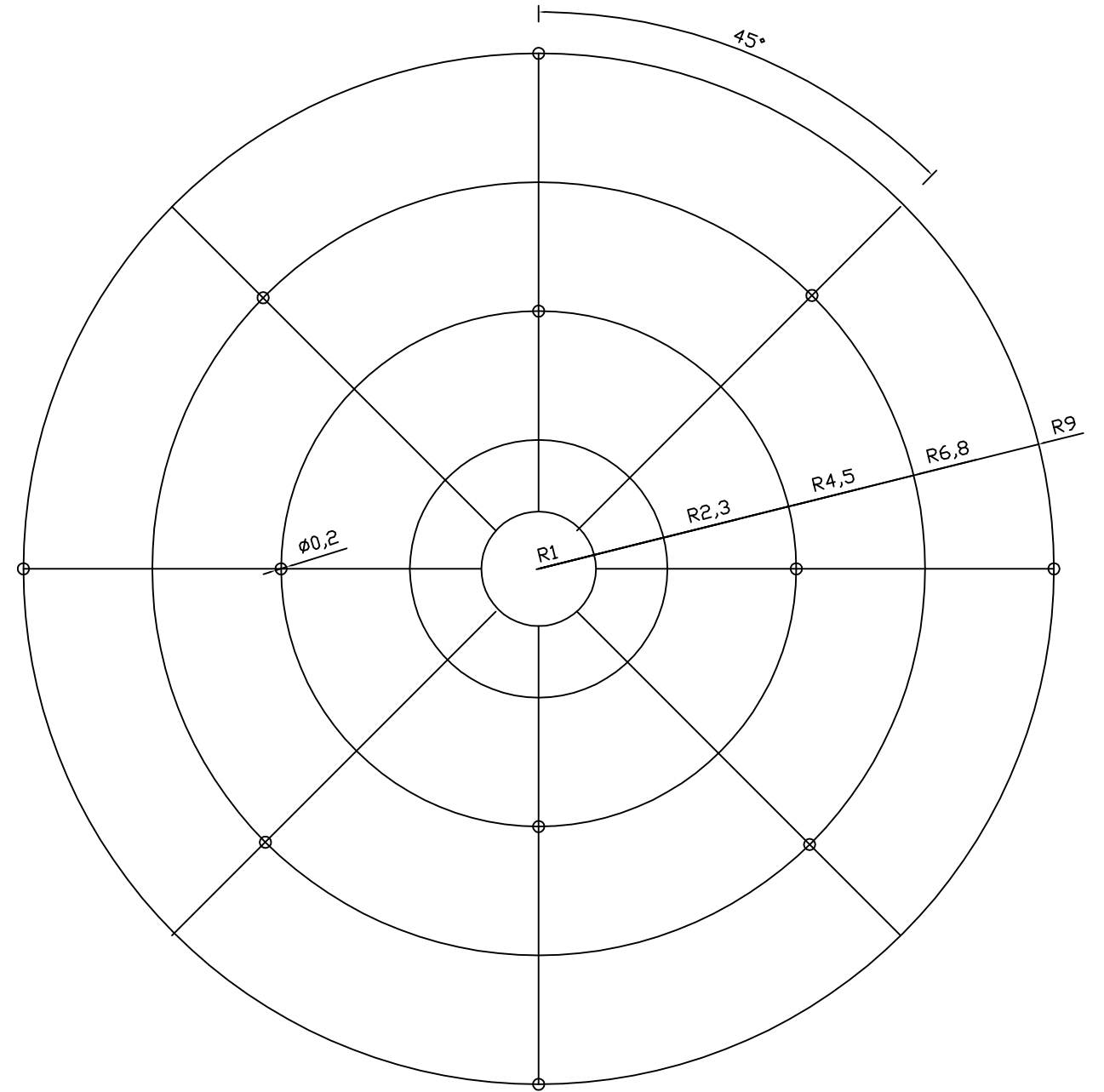
Espesor chapas.....16 mm
 Diámetro patas inferiores.....2 m
 Diámetro patas superiores.....0.2 m
 Diámetro arriostramientos.....0.1 m
 Diámetro celosía.....0.05 m
 Diámetro cubiertas producción.....18 m
 Diámetro estructura tubular central.2 m

Acotaciones en m

ESCUELA DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA (UCA)				
Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO				
Realizado por: Concha Márquez Domínguez	Profesor: Francisco Torti Blanes	Fecha 10/08/2015	Escala 1/200	T. Papel A/3
PROYECTOS DE FIN DE GRADO		Descripción del plano:		
		TORRE DE PRODUCCIÓN		



Reforzado cubierta superior, torre de producción



Reforzado cubiertas circulares de producción

Reforzado de acero con un espesor de 16 mm

Acotaciones en m

ESCUELA DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA (UCA)				
Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO				
Realizado por: Concha Márquez Domínguez	Profesor: Francisco Torti Blanes	Fecha 10/08/2015	Escala 1/110	T. Papel A/3
PROYECTOS DE FIN DE GRADO		Descripción del plano: REFORZADO CUBIERTAS		

Capítulo 5. Cálculo y diseño del sistema de extracción

Para poder realizar el diseño de un sistema de extracción de petróleo en aguas profundas previamente debemos conocer en qué consiste el proceso de extracción, cómo son estos sistemas y de qué elementos se compone.

5.1. Estudio previo

Cuando se comenzó a realizar perforaciones en ambientes marinos se empleaban los equipos y maquinarias que se usaban en tierra firme, pero esto, como se demostró con el paso del tiempo, no era lo adecuado por lo que se comenzó a desarrollar un sistema similar pero atendiendo a los condicionantes del entorno.

5.1.1. Extracción

El proceso de extracción consiste en perforar la corteza terrestre hasta llegar al yacimiento, una vez llegados a ese punto, el petróleo asciende de forma brusca debido a la presión de gas. Una vez hecha la perforación, el pozo está listo para producir.

El pozo perforado puede ser puesto en funcionamiento por surgencia natural, la cual se produce cuando la energía (presión) del reservorio es suficiente para elevar el petróleo y vencer las pérdidas de carga en las instalaciones, aunque esto sólo suele ser posible en los primeros años de la vida productiva del pozo y no todos los pozos disponen de la presión suficiente siquiera en los primeros años. Dependiendo de la profundidad del yacimiento, su presión, la

permeabilidad de la roca reservorio, y otros factores varios, el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios.

En la mayoría de los casos, la presión decrece conforme van pasando los años y el pozo deja de ser productivo por sí mismo, para evitar que se quede ahogado hay que disponer de un sistema de extracción artificial. Los yacimientos tienen tres tipos principales de "empujes naturales", a saber:

- Empuje por gas disuelto, *disolved-gas drive*: La fuerza propulsora es el gas disuelto en el petróleo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión. La recuperación final suele ser inferior al 20%.
- Empuje de una capa de gas, *gas-cap drive*: Cuando el gas acumulado sobre el petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos. La recuperación de un campo con capa de gas es del 40/50%.
- Empuje hidrostático, *water drive*: La fuerza impulsora más eficiente para provocar la expulsión del petróleo del yacimiento es el empuje del agua acumulada debajo del petróleo. La recuperación en un yacimiento con este tipo de empuje explotado racionalmente puede llegar al 60%.

Como es normal, la surgencia natural es la más económica ya que no requiere de maquinaria y equipamiento adicional para la explotación del yacimiento. Los controles de la producción se realizan en la superficie por medio del llamado "árbol de Navidad", compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad y la surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.

Una vez que la surgencia natural ya no es plausible, se comienza con la extracción artificial, que es la fase más costosa de la explotación del yacimiento.

Para ambos tipos de producción, surgencia natural y extracción artificial, se emplean las mismas tuberías de producción, en tramos de unos 9.5 m de longitud unidos mediante rosca y acoplamiento y en diferentes diámetros según se requiera por el volumen de producción.

Los hidrocarburos llegan a la boca del pozo mezclados con agua de mar por lo que es necesario separar los fluidos antes de transportar a tierra el petróleo o el gas obtenidos.

5.1.2. Métodos de extracción artificial

A la hora de seleccionar un método de recuperación debemos tener en cuenta que podemos encontrar el crudo dispuesto de varias formas; a saber gas disuelto en el petróleo, gas, petróleo y agua separados en tres capas distintas o petróleo y agua separados en dos capas.

Esto da lugar a tres métodos generales de extracción: Recuperación primaria que se refiere a la surgencia natural; recuperación secundaria que comprende la inyección de agua y la de gas y, por último, recuperación terciaria que recoge el método termal, la inyección de vapor, la ignición, etc. En definitiva, salvando la surgencia natural, los métodos empleados para la extracción, como es lógico, son artificiales, entre los cuales se cuentan los siguientes:

- El bombeo mecánico, que emplea varios procedimientos según sea la perforación. El más antiguo, y que se aplica en pozos de hasta 2400 a 2500 m de profundidad, es el de la bomba de profundidad: consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie al cual se le transmite el movimiento de vaivén accionado por un motor. La bomba consiste en un tubo de 2 a 7,32 m de largo con un diámetro interno de 1 ½ a 3 ¾ pulgadas, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo. El costo promedio de este equipo asciende a 63000€ aproximadamente.
- Extracción con gas, que consiste en inyectar gas a presión en la tubería para subir el petróleo a la superficie. La inyección de gas se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran el gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.
- Bombeo hidráulico, que consiste en bombas accionadas en forma hidráulica por un líquido que se conoce como fluido matriz. Las bombas se bajan y después se accionan desde una estación a distancia.

- Pistón accionado a gas, que es un pistón viajero que es empujado por gas propio del pozo y trae a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.
- Bomba centrífuga y motor eléctrico sumergible, que consiste en una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico. El conjunto se baja en el pozo con una tubería especial que lleva un cable adosado, para transmitir la energía eléctrica al motor. Permite bombear grandes volúmenes de fluidos.
- Bomba de cavidad progresiva, en la cual el fluido del pozo es elevado por la acción de un elemento rotativo de geometría helicoidal (rotor) dentro de un alojamiento semielástico de igual geometría que permanece estático (estator). El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator.

5.1.3. Componentes de los sistemas de extracción

Los sistemas de extracción, tanto los artificiales como los de surgencia natural, requieren el uso de instalaciones submarinas para la extracción de los fluidos:

- Sistema submarino de producción

Este sistema está formado por los colectores (*manifolds*), los cabezales de pozos, los árboles de válvulas y otros equipos asociados (Ilustración 5.1).

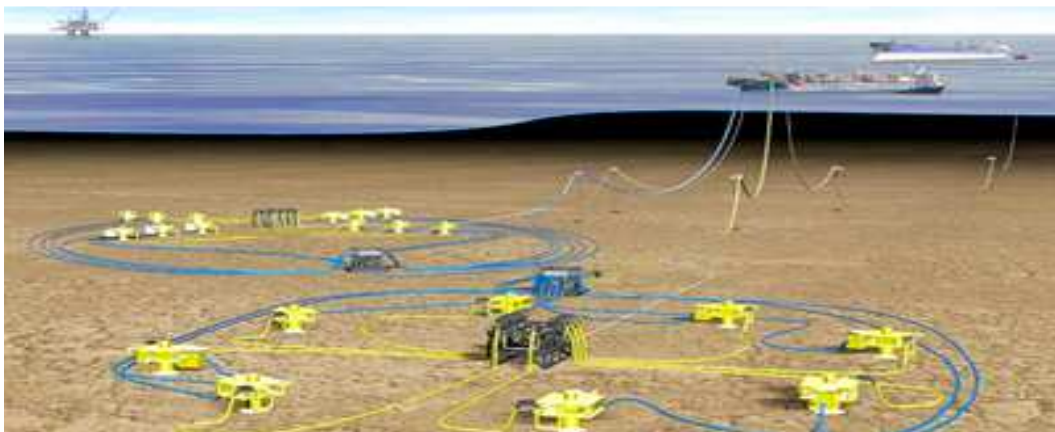


Ilustración 5.1 - Sistema de producción submarina (Fuente: <http://www.foroconsultivo.org.mx/innovacion.gaceta/component/content/article/363-innovadores/572-el-imp-preparado-para-construir-el-centro-de-tecnologias-de-aguas-profundas-en-veracruz>)

El sistema de producción consiste en lo siguiente: una vez que una bomba eléctrica sumergible conectada a la terminación de los pozos impulsa los fluidos del yacimiento hasta el cabezal del pozo, los árboles submarinos ubicados en el cabezal de los pozos contienen válvulas para controlar la presión y puertos para inyección de químicos; estos árboles submarinos están conectados por secciones de líneas de flujo que transportan los fluidos producidos desde el árbol hasta el múltiple de conexión (*manifold*), el cual concentra la producción de los pozos antes de enviarla a través de la línea de flujo a una plataforma o unidad flotante de almacenamiento. Una bomba impulsora submarina, localizada a la salida del múltiple, bombea los fluidos producidos a través de la línea de flujo para que luego suban por los conductores verticales (*risers*) a las plataformas de producción.

Entre estos equipos se tiene el sistema de control de producción submarina cuya función es operar las válvulas y los estranguladores contenidos en el sistema submarino de producción además de realizar la supervisión a través de sensores submarinos de las condiciones de operación con el fin de asegurar la extracción del fluido de producción sin poner en riesgo la integridad de las instalaciones submarinas de producción.

Existen varios tipos de sistemas de control, entre los que se encuentran:

- . El sistema hidráulico directo, la operación del suministro hidráulico en la superficie se usa directamente con una línea dedicada para cada función del árbol submarino.
- . El sistema hidráulico piloto, cuya operación requiere de un suministro hidráulico para operar las válvulas del árbol y una línea adicional de fluido de control por cada válvula piloto. El fluido de control opera sobre la válvula piloto intermediaria que bloquea o permite el suministro hidráulico que opera la válvula en el árbol submarino.
- . El sistema hidráulico secuencial, usa válvulas piloto que bloquean o permiten el paso del suministro hidráulico a la variación de la presión en el suministro de fluido de control a la válvula en el árbol submarino, esto permite usar sólo una línea piloto para activar secuencialmente el conjunto de válvulas en el árbol submarino.

- . El sistema electrohidráulico piloto, usa válvulas solenoide las cuales sustituyen a las válvulas piloto, estas son operadas con una línea de suministro individual. Con pulsos eléctricos, el actuador de la válvula abre o cierra la compuerta de la válvula solenoide controlando el flujo hidráulico que opera la válvula en el árbol submarino.
- . El sistema electrohidráulico multiplexado, únicamente emplea una línea de comunicación para enviar y recibir información entre el equipo submarino y el equipo en superficie. La comunicación se realiza de forma multiplexada, lo cual también admite el uso de sensores.
- . El sistema eléctrico, elimina la necesidad de fluido de control hidráulico sustituyéndolo por un suministro eléctrico, con el cual se controlan válvulas solenoides instaladas directamente en el árbol submarino.

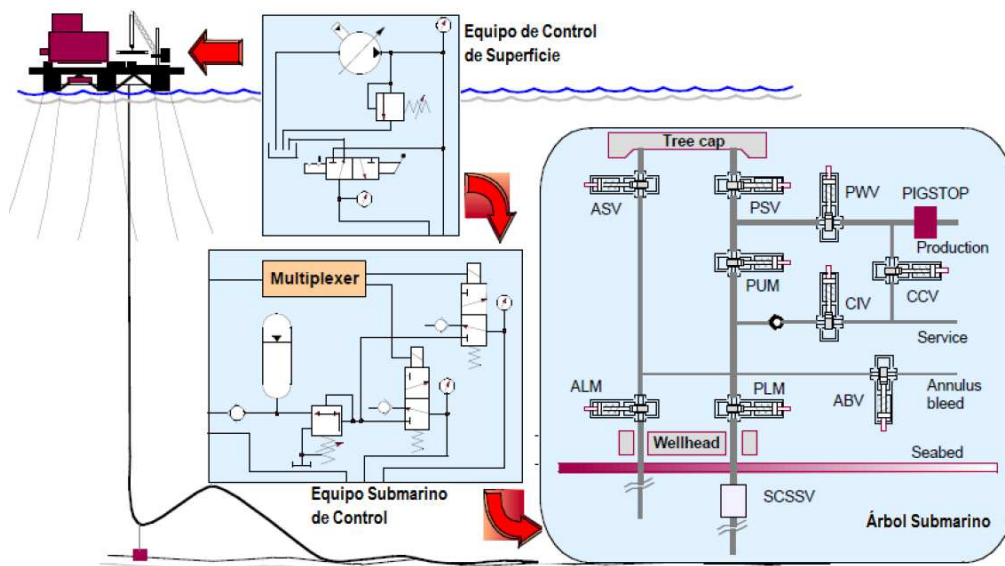


Ilustración 5.2 - Árbol de producción submarino (Fuente: Production Control Systems: An Introduction, por Jacek S. Stecki)

- Ductos y Risers

El *riser* es la tubería que transporta los fluidos desde el yacimiento hasta el buque o plataforma. Estas tuberías pueden ser de acero al carbono, tubería rígida, o estar formadas por varias capas de acero y polímeros, tubería flexible. Del mismo modo, la disposición de estas puede ser desde una simple catenaria hasta una tubería vertical unida por medio de conexiones roscadas. Tanto la configuración como el material a emplear se define dependiendo de varios factores técnicos como la profundidad, los

movimientos del buque, la necesidad de desconexión, el mantenimiento del yacimiento, si el árbol es seco o húmedo, las condiciones de operación, la temperatura y presión que deberá soportar, etc.

- Umbilicales

Estos conectan las plataformas con las unidades de terminales umbilicales submarinas antes de distribuirse hacia cada cabezal de pozo y al múltiple. Las líneas umbilicales suministran la energía eléctrica e hidráulica para los elementos de control ubicados en los cabezales de los pozos y en el múltiple, y sustancias químicas para suprimir la formación de sólidos e hidratos en las líneas de producción, así mismo transportan señales bidimensionales de control y comunicaciones entre la plataforma y las unidades de producción submarinas.

5.1.4. *Risers* y ductos de producción

Los *risers* de producción en la explotación de yacimientos en aguas profundas pueden clasificarse en cuatro grupos:

- Flexibles

Estos se utilizan principalmente cuando se prevén grandes movimientos por oleaje, corriente y viento. Actualmente estos se limitan a diámetros internos de entre 2 y 19 pulgadas, con temperaturas de operación de hasta 130°C. Existen varias configuraciones de *risers* flexibles, las cuales pueden incorporar o no el uso de flotadores que sustenten la tubería y alivian la tracción en la parte superior y puede reducir el movimiento del punto de contacto con el suelo; una de las configuraciones más comunes es la *lazy-wave* (Ilustración 5.3).

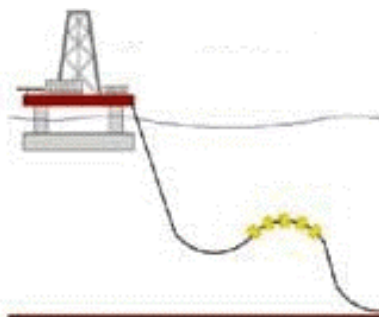


Ilustración 5.3 - Configuración de risers flexibles, lazy-wave (Fuente: http://www.scielo.org.ve/scielo.php?pid=S0376-723X2004000200001&script=sci_arttext)

- Catenaria de acero

Estos consisten en tramos de tubería rígida unidos por soldadura, los cuales se extiende libremente hasta el suelo (Ilustración 5.4). Por norma general tiene una configuración simple, se usan en artefactos oceánicos que soportan movimientos moderados. La fatiga es el factor que más peso tiene en el diseño de este tipo de *riser*.

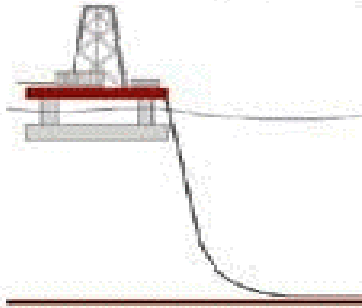


Ilustración 5.4 - Configuración de risers en catenaria (Fuente: http://www.scielo.org.ve/scielo.php?pid=S0376-723X2004000200001&script=sci_arttext)

- Tensionado en su parte superior

Estos están compuestos de tramos de tubería rígida unida por medio de conexiones roscadas y en su parte superior están provistos con un sistema que proporciona la tensión para mantenerlo en vertical (Ilustración 5.5). Se utilizan principalmente cuando el movimiento vertical al que se enfrentan es pequeño.



Ilustración 5.5 - Configuración de risers tensionados en su parte superior (Fuente: <http://valkoroffshore.com/ingenieria.html>)

- Híbridos

Estos están integrados por una torre fijada o anclada al lecho marino, la cual llega hasta una profundidad donde las tuberías ya no se ven afectadas por el oleaje, en la torre se aloja la tubería rígida y esta se conecta con el buque mediante tubería flexible (Ilustración 5.6).

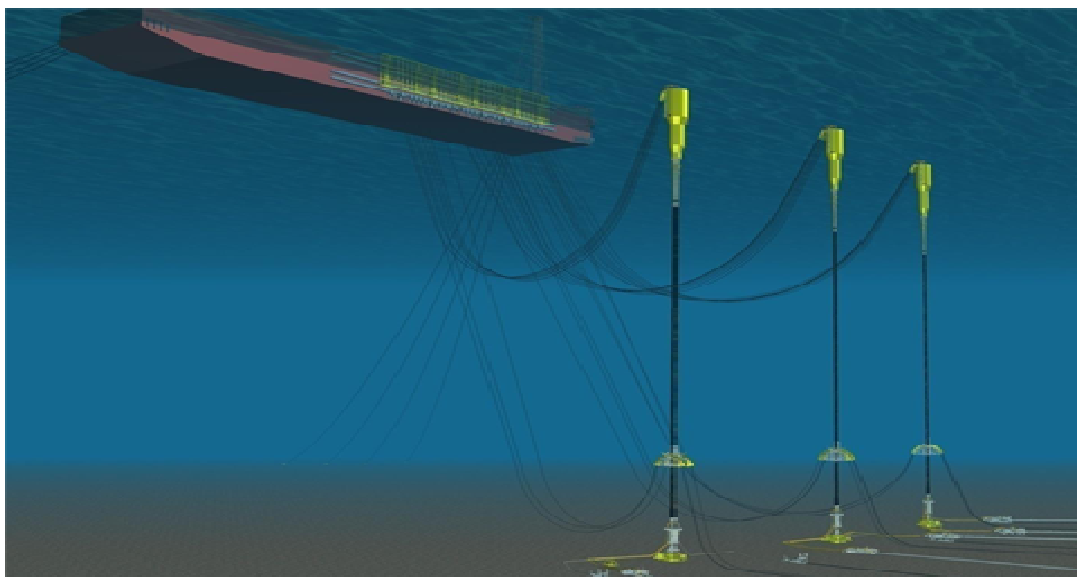


Ilustración 5.6 - Configuración híbrida de los risers (Fuente: <http://airborne-oilandgas.com/products/thermoplasticcompositeriser/>)

En general los *risers* tienen un comportamiento estructural dinámico debido a que son estructuras muy esbeltas y están sujetos a las fuerzas producidas por el oleaje, la corriente y el movimiento del sistema flotante. En función de lo anterior, los retos técnicos principales en su diseño son: la vibración Inducida por vórtices generada por las corrientes marinas, la estimación de la vida por fatiga considerando los efectos del servicio y la interacción con el suelo en el punto de contacto con éste.

Como ya hemos dicho, para transportar los hidrocarburos de la cabeza del pozo hasta el *manifold* son utilizados los llamados *jumpers* (Ilustración 5.7). A partir del *manifold*, el hidrocarburo se transporta a la plataforma por medio de líneas de flujo (*flowlines*), que se conectan con los *risers* para llevar la producción al artefacto oceánico. Cuando se utilizan sólo sistemas de producción submarino, el crudo o gas se transporta a una plataforma lejana o directamente a la costa mediante ductos submarinos.

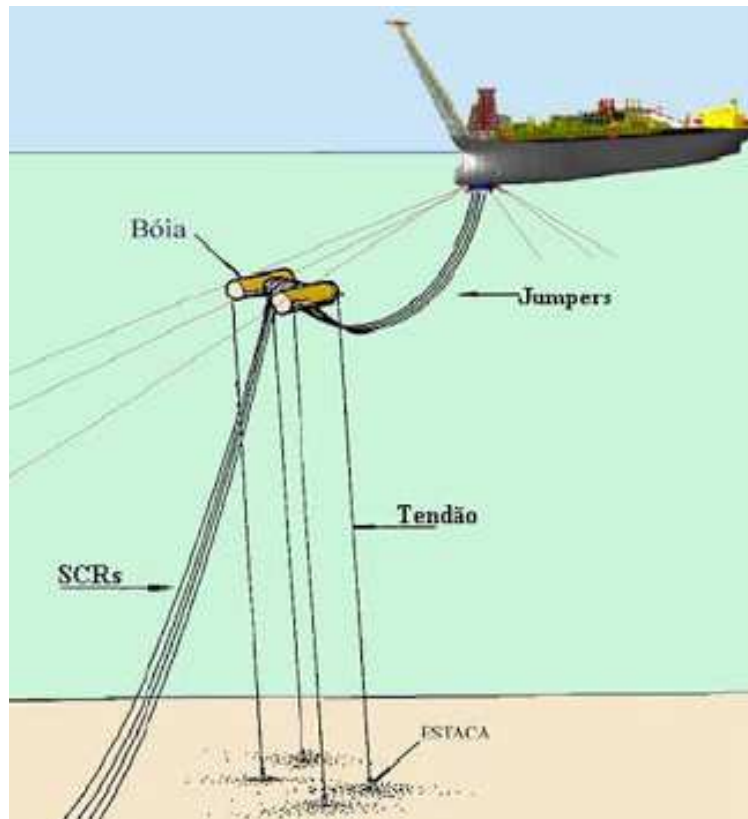


Ilustración 5.7 - Configuración ductos (Fuente: <http://naval-peru.blogspot.com.es/2009/06/analisis-de-las-vibraciones-inducidas.html>)

Los ductos, por su constitución, pueden ser rígidos o flexibles. La parte suspensa de un ducto de producción es conocida como *riser* y son componentes críticos del sistema submarino de producción por estar sometidos a elevados esfuerzos de fatiga debido a la acción de la corriente, olas y movimientos de la unidad estacionaria de flotación, como ya hemos mencionado.

- Ductos Rígidos

Son los ductos constituidos de tubos de acero acoplados por medio de soldadura o conexiones mecánicas, pueden ser utilizados en actividades de perforación y producción que presentan desplazamientos pequeños. Generalmente asumen la configuración vertical o casi vertical.

- Ductos Flexibles

Se constituyen por una serie de capas superpuestas de diversos materiales, posibilitando una baja rigidez a la flexión. Este tipo de configuración permite alcanzar un radio de curvatura mucho mayor que un ducto rígido.

En el análisis estructural se pueden clasificar cuatro condicionantes para el comportamiento no lineal; a saber, el material, la geometría, la fuerza y el desplazamiento. El comportamiento no lineal puede ser originado por la geométrica o la física. La no linealidad física resulta del comportamiento del material empleado en tanto en cuanto que si es sometido a unos esfuerzos superiores a los diseñados éste acumula deformaciones permanentes y tensiones residuales. La no linealidad geométrica resulta de grandes desplazamientos y de la interacción de fuerzas axiales y transversales, envuelve la solución de problemas con pequeñas/grandes deformaciones, asociadas a grandes desplazamientos, a través del empleo de modelos matemáticos y computacionales.

En el movimiento de un *riser* se pueden identificar comportamientos clasificados en tres categorías, diferenciadas por las escalas de tiempo resultantes de las características físicas y de carga a que está sometida:

- Movimientos causados por la respuesta cuasi estática de la estructura flotante a las cargas de corriente (y ocasionalmente de viento).
- Movimientos asociados a la respuesta dinámica de una estructura flotante y del propio *riser* a la carga de ondas.
- Movimientos inducidos por vórtices.

La tecnología de los ductos y *risers* para aguas profundas está en un estado de permanente evolución, por lo que se deben tomar medidas apropiadas para asegurar un conveniente control de calidad y operar con un nivel de riesgo aceptable.

5.1.5. Inspección y Mantenimiento

Para conseguir que las operaciones de extracción se realicen en condiciones de seguridad se hacen inspecciones periódicas y se efectúa un mantenimiento. Actualmente se emplea la administración de la integridad de modo que se implementa un plan que incluye las diversas actividades necesarias para la conservación de las instalaciones que van a ser objeto de mantenimiento durante la vida de servicio. La estrategia de la administración de la integridad

considera actividades tales como: monitoreo, inspección, pruebas y análisis, mantenimiento y reparación.

- Monitoreo

Se monitorean distintas variables como la presión, la temperatura, las deformaciones, las aceleraciones, los giros y desplazamientos, la posición global y las cargas. Estos sistemas se componen de sensores, equipos de procesamiento de la información y almacenamiento de datos para poder controlar las variables que debe monitorear.

- Inspección

Las inspecciones pueden ser visuales o con pruebas no destructivas. Las inspecciones visuales, en estos casos, se realiza con ROV (Vehículos Operados Remotamente) que incorporan un sistema de iluminación y cámaras de video. Por otro lado, las inspecciones de defectos internos se realizan por pruebas no destructivas como el ultrasonido, las radiografías y el electromagnetismo por buzos o vehículos autónomos.

- Pruebas y análisis

Para determinar el estado del sistema se realizan unas pruebas y unos análisis numéricos y de esta forma poder detectar a tiempo problemas de integridad.

- Mantenimiento

Las actividades de mantenimiento son de sustitución de los medios de anticorrosión desgastados o la limpieza interior de los ductos y tanques entre otras.

- Reparación

Las reparaciones se realizan, de ser posible, in situ con herramientas especializadas y embarcaciones de apoyo.

5.1.6. Características del yacimiento

La extracción en los campos de aguas profundas de Brasil se realiza con avanzados métodos y herramientas.

La Cuenca de Campos, en la cual se encuentra nuestro yacimiento (Roncador), está formado por unas areniscas turbidíticas, arena arrastrada hasta el lugar debido a las corrientes homónimas que redistribuyen grandes cantidades de sedimentos clásticos provenientes del continente en las profundidades del océano. Del mismo modo hay que mencionar que los yacimientos de este campo no tienen el empuje necesario para poder realizar la extracción sin medios auxiliares por lo que requieren de una continua inyección de agua para mantener la presión de las formaciones.

La formación productora del Campo Roncador es de areniscas no consolidadas y presenta valores de permeabilidad altos, de modo que requiere del control de arena y el mantenimiento de la presión con inyección de agua. El método de control de arena que se emplea combina la fracturación de la formación y un posterior empaque anular, sistema que ha dado buenos resultados en Brasil.

5.2. Configuración del sistema

Las propiedades químicas y físicas de los hidrocarburos hacen que su transporte y manejo sea bastante peligroso ya que la electricidad electrostática que se producen en las descargas puede desembocar en una explosión. Debido a esto, el manejo y sus procedimientos operacionales son muy importantes para que no se produzcan accidentes.

El sistema de extracción está formado, principalmente, por las bombas de extracción, los ductos que transportan el crudo del yacimiento al buque y los *manifold* del campo de producción submarino (Ilustración 5.8); el *manifold* no es sólo parte de este proyecto ya que a él van conectados *risers* de varias bombas y diversos artefactos oceánicos por lo que no se diseñará, requeriría del estudio de todo el sistema de producción submarino de la zona y de todos los artefactos oceánicos que allí se encuentran destinados al mismo fin (lamentablemente esta información no es pública y por tanto es muy difícil disponer de ella).

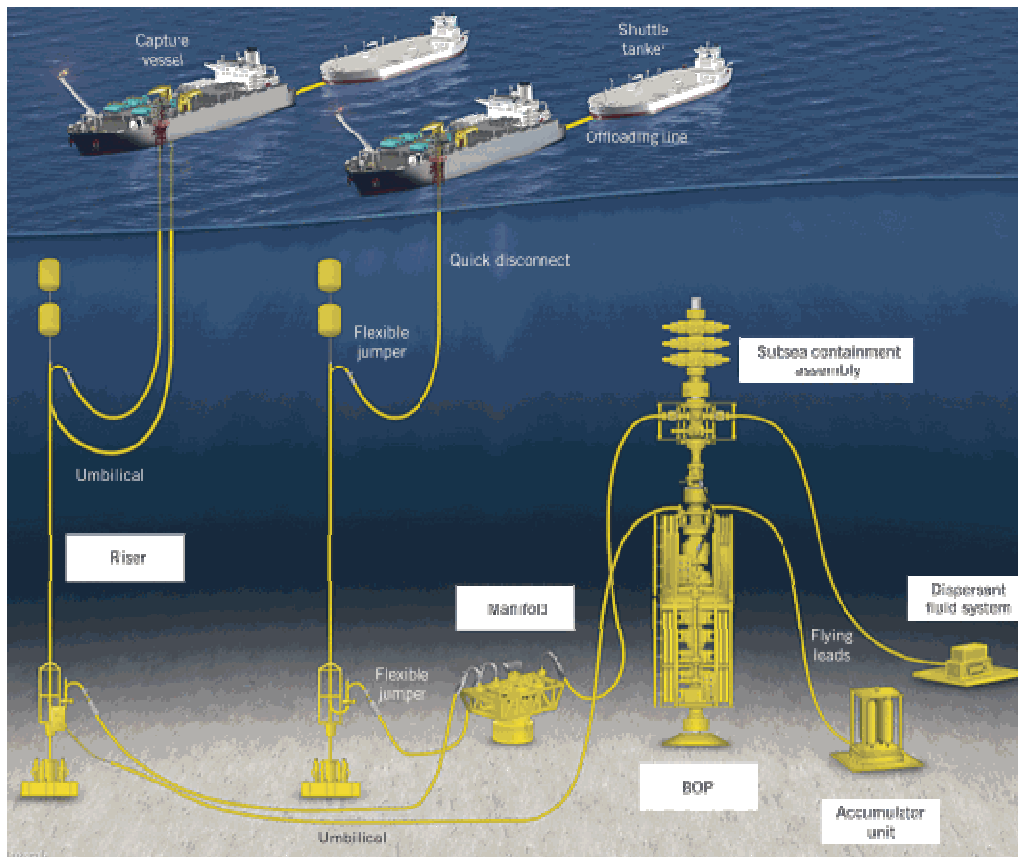


Ilustración 5.8 - Sistema de extracción en alta mar (Fuente: Operator group plans offshore blowout containment system, publicado el 09/06/2010)

Actualmente está en estudio la instalación de un *riser* de acero con híbrida en un FPSO para una profundidad de 1780 m, en la zona de Brasil.

Con esta información y la expuesta en el último punto del apartado anterior, 5.1.6, hemos decidido usar un sistema de inyección de agua y unos ductos híbridos. Una ventaja destacada de los *risers* híbridos es la posibilidad de utilizar una torre desconectable y *risers* desacoplados de modo que posibilita el movimiento de la FPSO en caso de huracanes. Más aún, el *riser* híbrido reduce las cargas de fatiga en comparación con un diseño de *riser* catenario de acero estándar, lo cual representa una solución potencialmente interesante en entornos de grandes desafíos, tales como condiciones de aguas profundas.

Para un mejor seguimiento de los cálculos los separaremos por sistemas, comenzando por el diseño del sistema de inyección de agua.

5.3. Sistema de inyección de agua

Una de las técnicas para aumentar la producción de un yacimiento es, como dijimos anteriormente, la inyección de agua (recuperación secundaria). Mediante esta técnica se puede llegar a extraer hasta el 80% del volumen total de crudo, lo restante se considera petróleo residual.

En el método inyección de agua denominado “*five spot*” (cinco puntos), se perforan cuatro puntos del pozo para formar un cuadrado con el punto de extracción en el centro. Se controla la inyección para mantener un avance uniforme del frente de agua hacia la boca del pozo. Una parte de esa agua que se utiliza es salada, obtenida del petróleo crudo. Dicho esto, debemos conocer cuánto crudo queremos extraer y a qué presión se encuentra en la boca del pozo para poder hacer un cálculo correcto de la potencia que deben tener las bombas y de cuánta presión deben aportar.

El yacimiento Roncador contaba en un principio con 3000 millones de barriles en reservas recuperables de crudo pesado, pero lleva siendo explotado varios años por lo que estimaremos que ya ha sido extraído el 20% del total, y obviamente no se trata de extraer con nuestro buque todo el crudo restante, por tanto supongamos que tenemos entre manos un pozo de producción de 125000 bpd (barriles por día). Así mismo debemos tener en cuenta que las condiciones de presión y temperatura dentro del campo son muy variables y sufren modificaciones apreciables a medida que avanza la producción, al no disponer de la presión en la boca del pozo nos hemos decidido por realizar un cálculo estimativo^[29].

Se considera como presión normal de los fluidos contenidos en el yacimiento a la presión de la columna de agua medida desde un nivel de referencia (Ecuación 5.1), como puede ser el nivel del mar.

$$p_w - p_{atm} = \left(\frac{dp}{dz} \right)_w z$$

Ecuación 5.1 - Presión normal de los fluidos del yacimiento (Fuente: Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, por Mirtha Susana Bidner)

Siendo $p_w - p_{atm}$ la presión normal de los fluidos en kPa, z la profundidad en m igual a cero en el nivel de referencia donde la presión es atmosférica, $(dp/dz)_w$ es el gradiente de presión en la columna de agua.

La ecuación de la hidrostática relaciona el gradiente de presión con la densidad y la gravedad (Ecuación 5.2).

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_w = \rho_w g$$

Ecuación 5.2 - Ecuación hidrostática (Fuente: Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, por Mirtha Susana Bidner)

Dando como resultado el valor en kPa/m. El gradiente de presión depende de la densidad del agua, ρ_w , a su vez determinada por la temperatura y salinidad del agua. El agua dulce tiene un gradiente de 9.79 kPa/m y las aguas de reservorio presentan valores en el rango de 10 a 12 kPa/m. En la siguiente tabla (Tabla 5.1) se muestran las presiones en los fluidos del reservorio en función de la profundidad bajo el nivel del mar considerando tres posibles gradientes.

Profundidad		Gradiente kPa/m (psi/ft)					
m bnm	(ft bnm)	10	(0.442)	11	(0.486)	12	(0.530)
1000	(3281)	10000	(1450)	11000	(1595)	12000	(1740)
2000	(6562)	20000	(2901)	22000	(3191)	24000	(3481)
3000	(9843)	30000	(4351)	33000	(4786)	36000	(5221)
4000	(13123)	40000	(5802)	44000	(6382)	48000	(6962)

Tabla 5.1 - Presiones de los fluidos del reservorio (Fuente: Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, por Mirtha Susana Bidner)

Sin embargo, en ocasiones, las presiones de estos fluidos difieren bastante de las que encontramos en la tabla anterior pudiendo deberse a cambios geológicos como el levantamiento o hundimiento de la cavidad que alberga el crudo, condiciones de depósito, arcillas que puedan actuar como sellos impermeables o semipermeables, etc. La ecuación que representa esta situación es:

$$p_w - p_{atm} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_w z + C$$

Ecuación 5.3 - Presión normal de los fluidos del yacimiento con la variación del gradiente (Fuente: Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, por Mirtha Susana Bidner)

Donde la constante C es positiva cuando hay sobre presión y negativa en caso contrario.

En nuestro caso vamos a suponer que la presión no se desvía de las expuestas en la tabla por lo que tendremos un gradiente de 11 kPa/m, lo que hace una presión de:

$$p_w - p_{atm} = \left(\frac{dp}{dz}\right)_w z = 11 * 1853 = 20383 \text{ kPa}$$

La boca del pozo no se encuentra, obviamente a tanta profundidad, ya que el yacimiento se encuentra protegido por una capa, de 200 m en nuestro caso, de roca y tierra (Ecuación 5.4).

$$P_{boca\ de\ pozo} = P - 0.052 * \rho * D$$

Ecuación 5.4 - Presión en la boca del pozo

(Fuente:

<http://www.coneau.gov.ar/archivos/383.pdf>)

Siendo $P_{boca\ de\ pozo}$ la presión en kPa en la boca del pozo, P la presión del reservorio en kPa, ρ la densidad del fluido del yacimiento y D la profundidad a la que se encuentra la boca del pozo.

Por lo que tomaremos una presión inicial en la boca del pozo de:

$$P_{boca\ de\ pozo} = 20383 - 0.052 * 0.85 * 1653 = 20309.94 \text{ kPa}$$

Sin embargo este yacimiento lleva en estado de explotación 14 años por lo que la presión ha disminuido enormemente. Por lo que hemos podido ver de la evolución de otros yacimientos, sólo en los primeros cinco años de explotación la presión del reservorio decae un 40% y a partir de entonces disminuye paulatinamente. Basándonos en que esta información es cierta, la presión de nuestro yacimiento a día de hoy habrá decaído un 55%, por lo que tendremos una presión en la boca del pozo de:

$$P_{boca\ de\ pozo} = 20383 * 0.45 - 0.052 * 0.85 * 1653 = 9099.29 \text{ kPa}$$

Por ello se ha decidido que se requiere de un sistema de inyección que mantenga la presión del yacimiento y de este modo poder seguir manteniéndolo en activo. De manera que mantendríamos la producción que tenía hasta el momento el pozo y evitamos que decaiga dicha producción. Para ello debemos calcular la tasa de agua que deberemos inyectar (Ecuación 5.5):

Ecuación 5.5 - Tasa de agua a inyectar
(Fuente: Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del valle medio del magdalena, por Rubén Hernán Castro García y Gustavo Mauricio Gordillo Locarno)

$$i_w = \frac{7.08 * 10^{-3} * K * Krw * h * (Ps - Pinj)}{\mu_w * Bw * \left(Ln \frac{re}{rw} + S \right)}$$

Siendo i_w la tasa de inyección de agua en barriles por día, K la permeabilidad absoluta en milidarcys, Krw la permeabilidad relativa al agua en fracción, h el espesor promedio de las rocas en pies, $Pinj$ la presión de inyección en psi, Ps la presión inicial en psi, μ_w la viscosidad del agua de inyección en cp, Bw el factor volumétrico del agua de inyección en RB/STB, re el radio exterior influenciado por la inyección en pies, rw el radio de los pozos inyectoros en pies y S el factor de daño de la formación.

En nuestro caso tenemos una permeabilidad absoluta de 3 milidarcys, una permeabilidad relativa al agua en fracción de 0.85, un espesor promedio de las rocas de 22 pies, una presión de inyección de 870 psi, una presión inicial de 1319.4 psi, una viscosidad del agua de inyección de 0.4 cp, un factor volumétrico del agua de inyección de 1.08 RB/STB, un radio exterior influenciado por la inyección de 745 pies, un radio de los pozos inyectoros de 0.8 pies y un factor de daño de la formación de 0 asumiendo que los pozos no están estimulados ni dañados. Por tanto:

$$i_w = \frac{7.08 * 10^{-3} * 3 * 0.85 * 22 * (1319.4 - 870)}{0.4 * 1.08 * \left(Ln \frac{745}{0.8} \right)} = 60.44 \text{ BWPD}$$

De modo que se requiere de una tasa de inyección diaria promedio estimada de 60.44 BWPD con una presión de inyección de 6000 kPa.

Ahora bien, en todo proyecto de inyección de agua es importante saber la fuente o recurso hídrico que se va a emplear para tal fin. La fuente debe suministrar la suficiente cantidad de agua para lograr la máxima recuperación posible de petróleo. Algunas fuentes comunes de agua para inyección son: Agua salada libre de oxígeno o agua fresca de alguna zonas subterráneas, agua de superficie de océanos, lagos, estanques, vertientes o ríos, agua de algún acuífero y agua de producción, presente en grandes cantidades en campos maduros debido a sus prolongados tiempos de explotación. El agua a

reinyectar previamente llega a dos tanques de almacenamiento, en el momento que estos están con un nivel alto se procede a evacuar el agua, lo cual se realiza mediante dos bombas denominadas Booster que succionan el agua con una presión baja para después pasar por una de las dos bombas de inyección que incrementan dicha presión y dirige el líquido hacia los pozos destinados para la re-inyección de agua, las bombas de inyección trabajan alternadamente (una en operación y la otra en *stand by*), para mantener la presión en toda la línea desde la batería hasta el pozo, las bombas están impulsadas por motores eléctricos que están alimentados desde arrancadores ubicados en el Centro de Control de motores. Siguiendo el siguiente esquema en caso de emplear agua de producción (Ilustración 5.9):

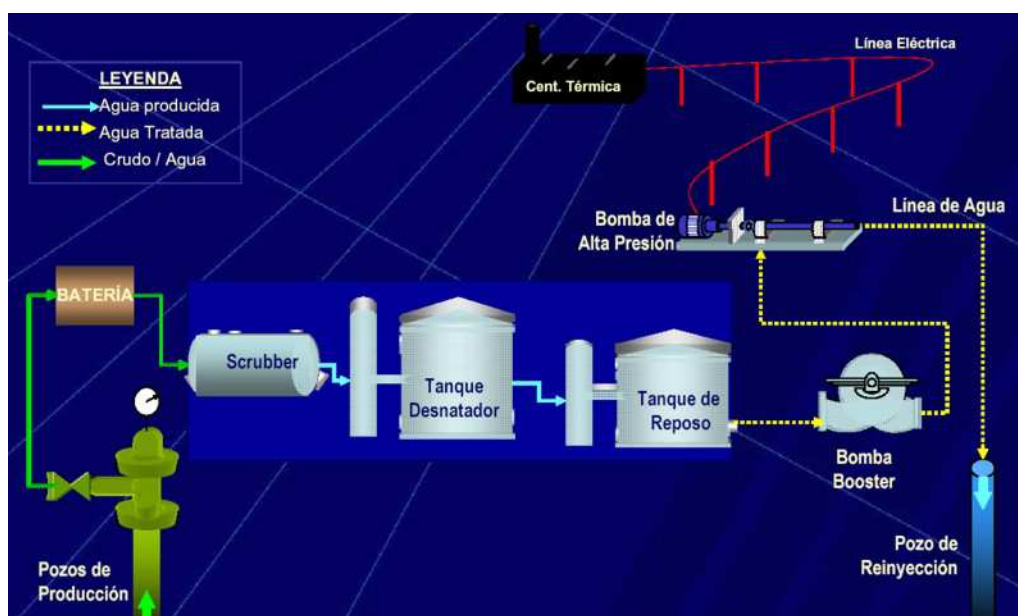


Ilustración 5.9 - Sistema de reinyección de agua (Fuente: http://feconaco.org/documentos/sistema_reinyector.htm)

Sin embargo, todo este sistema no entra dentro del alcance de nuestro proyecto por lo que no lo desarrollaremos. Y las tuberías que llevan el agua del buque al yacimiento las dimensionaremos en la sección 5.4. Por tanto en esta sección diseñaremos la bomba de inyección con el motor correspondiente, las tuberías que llevan el agua del tanque de agua para la inyección (emplearemos uno ya existente en el buque) y las tuberías que van desde la bomba hasta la torre de producción.

Siendo así instalaremos una bomba de inyección de agua de alta presión de la marca Netzsch, empresa familiar presente en todo el mundo con sede en Selb,

Baviera, que puede aportar un aumento de presión de hasta 24000 kPa, cosa que es conveniente ya que a medida que vaya siendo explotado el yacimiento la presión propia del mismo decaerá y por tanto requerirá que la presión de inyección aumente para mantener el ritmo trabajo.

Para las tuberías primero debemos acudir al plano y tomar medidas de las distintas distancias que estas deberán recorrer. Para empezar vamos a decidir dónde colocar las bombas de inyección que hemos seleccionado, que, siguiendo la distribución de nuestro buque base para las bombas de perforación, colocaremos a los costados de nuestra *moon pool* (Ilustración 5.10).

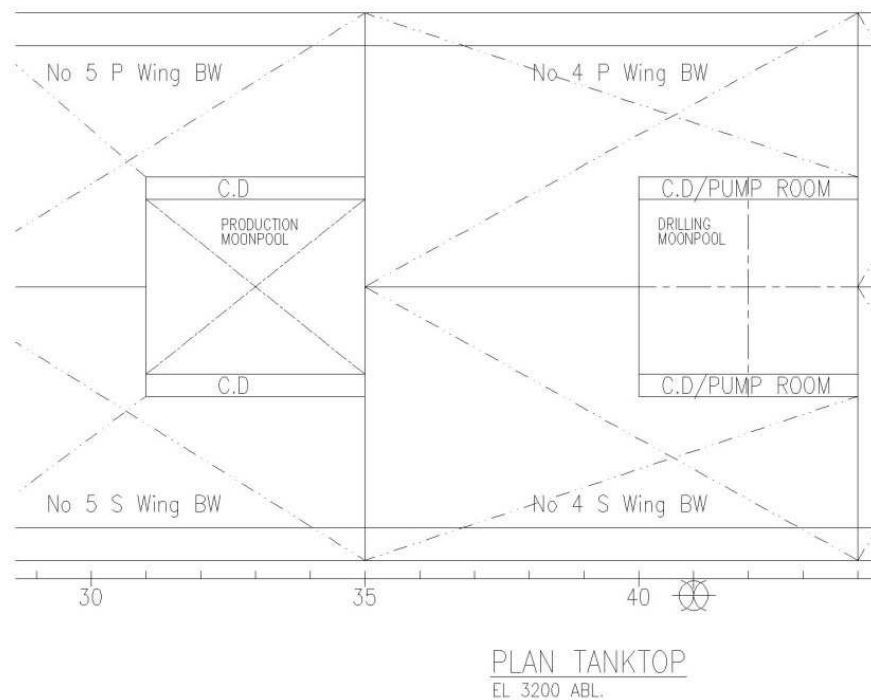


Ilustración 5.10 - Colocación de la cámara de bombas (Fuente: Planos de nuestro buque base)

Por tanto tendremos que la unión entre el tanque de agua y la bomba no requiere tubería alguna, sólo de los conectores por lo que sólo nos queda la tubería que une la bomba con la zona cilíndrica de la torre; esto es una tubería de 10.3 m vertical, un codo, una tubería de 3.6 m horizontal, otro codo conectado al sistema de *risers* híbrido. Dicho esto pasamos a realizar los cálculos de las tuberías que vamos a emplear.

Un aspecto muy importante a tener en cuenta para el diseño de las tuberías es el de la velocidad que alcanza el fluido por su interior, la cual se determina por el caudal y diámetro de la sección interna de la conducción. Cada fluido tiene un rango aceptado de velocidades de operación para que no se produzcan vibraciones indeseadas y un deterioro por un uso mecánico inadecuado (Tabla 5.2).

Fluido	Tipo de Flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.30
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de Conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de Agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas		30 – 100	9 – 30

Tabla 5.2 - Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías (Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

En nuestro caso nos moveremos en la sección de líquido no viscoso, tenemos en el primer tramo la salida de la bomba, con un rango de velocidades de entre 1.2 y 3 m/s, por lo que tomaremos una velocidad de 1.8 m/s y el segundo tramo de línea de conducción, con un rango de velocidades de entre 1.2 y 2.4 m/s, por lo que tomaremos una velocidad de 1.5 m/s.

De este modo, para un caudal determinado, imponiendo la velocidad máxima de funcionamiento, se determinará de forma directa el diámetro mínimo requerido. Deberá escogerse, en cualquier caso, el diámetro normalizado inmediatamente superior al valor mínimo calculado. Sabiendo que requerimos de un flujo de 60.44 BWPD podemos calcular fácilmente el caudal que necesitamos:

$$60.44 \text{ BWPD} = 159.11315 * 60.44 = 9616.48 \text{ l/d} = 400.69 \text{ l/h} = 0.4 \text{ m}^3/\text{h}$$

Ahora para saber el diámetro de tubería que necesitamos emplearemos la siguiente relación (Ecuación 5.6):

$$Q = v * S = v * \pi d^2 / 4$$

Ecuación 5.6 - Relación caudal, velocidad y sección
(Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo Q el caudal en m^3/s , v la velocidad de flujo promedio del fluido en m/s y S la sección en m^2 . Por tanto tendremos:

$$\text{Primer tramo} \rightarrow d = \sqrt{\frac{4 * 1.11 * 10^{-4}}{1.8\pi}} = 8.87 * 10^{-3} m = 8.87 mm$$

$$\text{Segundo tramo} \rightarrow d = \sqrt{\frac{4 * 1.11 * 10^{-4}}{1.5\pi}} = 9.72 * 10^{-3} m = 9.72 mm$$

Y como hemos dicho previamente, tendremos que adecuarnos a los diámetros normalizados para el material, eligiendo aquel que sea igual o superior al diámetro calculado; para abaratar costes emplearemos tubería de acero en las zonas interiores del buque y en los *risers* que se encuentran sometidos a mayores esfuerzos se emplearán otros materiales como veremos a continuación (Tabla 5.3):

TUBERIA DE ACERO											
Series Normal y Reforzada			UNE 19.040/93				UNE 19.041/93				
DIAMETRO NOMINAL	DIAMETRO		ESPESOR	D. INTERIOR	CONT. AGUA	PESO	ESPESOR	D. INTERIOR	CONT. AGUA	PESO	
mm	"	EXTERIOR	mm	mm	l/m	kg/m	mm	mm	l/m	kg/m	
DN 6	1/8	10.2	2.0	6.20	0.03	0.40	2.6	5.00	0.02	0.49	
DN 8	1/4	13.5	2.3	8.90	0.06	0.64	2.9	7.70	0.05	0.76	
DN 10	3/8	17.2	2.3	12.60	0.12	0.85	2.9	11.40	0.10	1.02	
DN 15	1/2	21.3	2.6	16.10	0.20	1.20	3.2	14.90	0.17	1.43	
DN 20	3/4	26.9	2.6	21.70	0.37	1.56	3.2	20.50	0.33	1.87	
DN 25	1	33.7	3.2	27.30	0.59	2.41	4.0	25.70	0.52	2.93	
DN 32	1-1/4	42.4	3.2	36.00	1.02	3.09	4.0	34.40	0.93	3.79	
DN 40	1-1/2	48.3	3.2	41.90	1.38	3.56	4.0	40.30	1.28	4.37	
DN 50	2	60.3	3.6	53.10	2.21	5.03	4.5	51.30	2.07	6.19	
DN 65	2-1/2	76.1	3.6	68.90	3.73	6.44	4.5	67.10	3.54	7.95	
DN 80	3	88.9	4.0	80.90	5.14	8.38	5.0	78.90	4.89	10.35	
DN 100	4	114.3	4.5	105.30	8.71	12.19	5.4	103.50	8.41	14.50	
DN 125	5	139.7	5.0	129.70	13.21	16.61	5.4	128.90	13.05	17.89	
DN 150	6	165.1	5.0	155.10	18.89	19.74	5.4	154.30	18.70	21.27	

Tabla 5.3 - Diámetro normalizado tubería de acero (Fuente: Tablas - Características de tuberías)

Por tanto, tomaremos un diámetro nominal de 10 mm para los dos tramos y, a priori, en ambos los casos el mayor espesor.

Llegados a este punto, sabemos que el paso de un fluido a través de un conducto se ve afectado por un rozamiento con las paredes de dicho conducto provocando una caída de la presión inicial que llevaba. Conocer el valor de

esta caída de presión es necesario para comprobar que el diámetro elegido para la conducción es suficiente, pues de ser éste muy pequeño la pérdida de carga que se produzca será muy elevada. Por tanto se considerarán valores razonables de caída de presión en una conducción aquellos comprendidos dentro del rango de 0.6 a 0.8 kg/cm² (0.59 a 0.78 bar). De esta forma, al realizar el cálculo de las pérdidas de carga, se procurará que, en la medida de lo posible, no superen dichos valores, aumentando el diámetro para que la pérdida de carga disminuya.

Para calcular las pérdidas de carga en una conducción se suele utilizar la ecuación de Fanning (Ecuación 5.7), que expresada en términos de altura es la siguiente:

$$H = \left(\frac{4 * f * L}{d} \right) * \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación 5.7 - Ecuación de Fanning para las pérdidas de carga (Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

Siendo H la pérdida de carga en metros de columna de líquido, f un coeficiente de fricción adimensional, L la longitud de la tubería en m, d el diámetro interior de la tubería en m, v la velocidad del fluido en m/s y g la aceleración de la gravedad en m/s².

El coeficiente de fricción es función del tipo de flujo y, por tanto, del número de Reynolds. Para saber si nuestro flujo es laminar o turbulento calcularemos previamente el número de Reynolds (Ecuación 5.8):

$$Re = \frac{d * v * \rho}{\mu}$$

Ecuación 5.8 - Número de Reynolds (Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo v la velocidad del fluido en m/s, d el diámetro interior de la tubería en m, ρ la densidad del fluido en kg/m³ y μ la viscosidad dinámica del fluido en Pa·s. Por tanto:

$$\text{Primer tramo} \rightarrow Re = \frac{11.4 * 10^{-3} * 1.8 * 1000}{0.1} = 205.2 \text{ m}$$

$$\text{Segundo tramo} \rightarrow Re = \frac{11.4 * 10^{-3} * 1.5 * 1000}{0.1} = 171 \text{ m}$$

Como podemos apreciar todos los valores son inferiores a 2000 por tanto estamos tratando con un flujo laminar. Esto implica que el coeficiente de fricción se calculará según la siguiente expresión (Ecuación 5.9):

$$f = \frac{64}{Re}$$

Ecuación 5.9 - Coeficiente de fricción, flujo laminar (Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Aplicándola a nuestro caso tendremos:

$$\text{Primer tramo} \rightarrow f = \frac{64}{205.2} = 0.31$$

$$\text{Segundo tramo} \rightarrow f = \frac{64}{171} = 0.37$$

Con todos los datos calculados ya podemos obtener las pérdidas de carga:

$$\text{Primer tramo} \rightarrow H = \left(\frac{4 * 0.31 * 10.3}{11.4 * 10^{-3}} \right) * \frac{1.8^2}{2 * 9.81} = 186.14 \text{ m}$$

$$\text{Segundo tramo} \rightarrow H = \left(\frac{4 * 0.37 * 3.6}{11.4 * 10^{-3}} \right) * \frac{1.5^2}{2 * 9.81} = 54.22 \text{ m}$$

Sin embargo, a pesar de que la longitud que figura en la ecuación de Fanning se refiere a la de la conducción, los accesorios incluidos en la misma, como las válvulas, los codos, las reducciones y demás, provocan también una pérdida de carga en el fluido, que ha de ser tenida en cuenta en la ecuación anterior. La forma más usual de considerar dicha pérdida de carga es a través del concepto de longitud equivalente; es decir, la longitud de un tramo recto de tubería capaz de producir la misma pérdida de carga que estos elementos, aunque si estas pérdidas aparecen distantes unas de otras, tienen poca importancia ya que generalmente son pequeñas. Estas longitudes se encuentran tabuladas para distintos tipos de accesorio en función de las dimensiones de la tubería (Tabla 5.4).

Nominal Pipe size in.	Globe valve or ball check valve	Angle valve	Swing check valve	Plug cock	Gate or ball valve	Enlargement					Contraction												
						45° ell	Short rad. ell	Long rad. ell	Hard T.	Soft T.	90° miter bends			Sudden	Std. red.	Sudden	Std. red.						
											2 miter	3 miter	4 miter	Equiv. L in terms of small d									
						Weild thrd	Weild thrd	Weild thrd	Weild thrd	Weild thrd	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %	d/D = %				
1½	55	26	13	7	1	12	3 5	23	8 9	23				5	3	1	4	1	3	2	1	1	—
2	70	33	17	14	2	23	4 5	34	10 11	34				7	4	1	5	1	3	3	1	1	—
2½	80	40	20	11	2	2 ½	5 ½	3 ½	12	3 ½				8	5	2	6	2	4	3	2	2	—
3	100	50	25	17	2	2	6 ½	4	14	4				10	6	2	8	2	5	4	2	2	—
4	130	65	32	30	3	3	7 ½	5	19	5				12	8	3	10	3	6	5	3	3	—
6	200	100	48	70	4	4	11 ½	8	28	8				18	12	4	14	4	9	7	4	4	1
8	260	125	64	120	6	6	15 ½	9	37	9				25	16	5	19	5	12	9	5	5	2
10	330	160	80	170	7	7	18 ½	12	47	12				31	20	7	24	7	15	12	6	6	2
12	400	190	95	170	9	9	22 ½	14	55	14	28	21	20	37	24	8	28	8	18	14	7	7	2
14	450	210	105	80	10	10	26 ½	16	62	16	32	24	22	42	26	9	—	—	20	16	8	—	—
16	500	240	120	145	11	11	29 ½	18	72	18	38	27	24	47	30	10	—	—	24	18	9	—	—
18	550	280	140	160	12	12	33 ½	20	82	20	42	30	28	53	35	11	—	—	26	20	10	—	—
20	650	300	155	210	14	14	36 ½	23	90	23	46	33	32	60	38	13	—	—	30	23	11	—	—
22	688	335	170	225	15	15	40 ½	25	100	25	52	36	34	65	42	14	—	—	32	25	12	—	—
24	750	370	185	254	16	16	44 ½	27	110	27	56	39	36	70	46	15	—	—	35	27	13	—	—
30	—	—	—	312	21	21	55 ½	40	140	40	70	51	44	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
36	—	—	—	—	25	25	66 ½	47	170	47	84	60	52	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
42	—	—	—	—	30	30	77 ½	55	200	55	98	69	64	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
48	—	—	—	—	35	35	88 ½	65	220	65	112	81	72	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
54	—	—	—	—	40	40	99 ½	70	250	70	126	90	80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
60	—	—	—	—	45	45	110 ½	80	260	80	190	99	92	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Tabla 5.4 - Longitudes equivalentes de diferentes accesorios, en pies (Fuente: Rules of thumb for chemical engineers: a manual of quick, accurate solutions to everyday process engineering problems, Gulf Professional, Amsterdam, 2005)

Como ya comentamos en el desarrollo de este mismo punto, tenemos dos codos de 90° para la redirección del flujo, por ello, tenemos una longitud equivalente de 7 m, pero al ser 2 codos sumarían 14 m.

Ya sólo nos falta determinar un espesor de tubería suficiente para soportar las presiones internas y externas de diseño, y las cargas externas impuestas durante el montaje y la operación. La presión y temperatura de diseño que se usen para establecer el espesor del tubo deberán ser las más altas que se esperan para la tubería en servicio.

El espesor mínimo para soportar la presión de diseño, depende del diámetro de la tubería y del esfuerzo admisible a la temperatura de diseño. Normalmente, la presión interna determina este espesor. El espesor mínimo de pared se establece generalmente de acuerdo con los requerimientos de entidades reconocidas o los de las Sociedades de Clasificación (Tabla 5.5).

Table A2 Minimum wall thickness for steel pipes				
External diameter D (mm)	Pipes in general 3) 4) 5) 6) 7) 8)	Air, overflow and sounding pipes for structural tanks 1) 2) 3) 5) 6) 9)	Bilge, ballast and general seawater pipes 1) 3) 4) 5) 7) 8)	Bilge, air, overflow and sounding pipes through ballast or fuel oil tanks; ballast lines through fuel oil tanks and fuel oil lines through ballast tanks 1) 2) 3) 4) 5) 7) 8) 9)
10.2 - 12	1.6			
13.5 - 17.2	1.8			
20	2			
21.3 - 25	2		3.2	
26.9 - 33.7	2		3.2	
38 - 44.5	2	4.5	3.6	6.3
48.3	2.3	4.5	3.6	6.3
51 - 63.5	2.3	4.5	4	6.3
70	2.6	4.5	4	6.3
76.1 - 82.5	2.6	4.5	4.5	6.3
88.9 - 108	2.9	4.5	4.5	7.1
114.3 - 127	3.2	4.5	4.5	8
133 - 139.7	3.6	4.5	4.5	8
152.4 - 168.3	4	4.5	4.5	8.8
177.8	4.5	5	5	8.8
193.7	4.5	5.4	5.4	8.8
219.1	4.5	5.9	5.9	8.8
244.5 - 273	5	6.3	6.3	8.8
298.5 - 368	5.6	6.3	6.3	8.8
406 - 457	6.3	6.3	6.3	8.8

1) For pipes efficiently protected against corrosion, the thickness may be reduced by 20% of the required wall thickness but not more than 1 mm.
 2) For sounding pipes, except those for cargo tanks with cargo having a flash point less than 60°C, the minimum wall thickness is intended to apply to the part outside the tank.
 3) For threaded pipes, where allowed, the minimum wall thickness shall be measured at the bottom of the thread.
 4) The minimum wall thickness for bilge lines and ballast lines through deep tanks and for cargo lines is subject to special consideration.
 5) For larger diameters the minimum wall thickness is subject to special consideration.
 6) The wall thickness of pipes within cargo oil and ballast tanks in systems for remote control of valves shall be no less than 4mm.
 7) For inlets and sanitary discharges, see Pt.3 Ch.3 Sec.6.
 8) For stainless steel pipes, the minimum wall thickness will be specially considered, but it is in general not to be less than given in Table A3.
 9) For air pipes on exposed decks, see Pt.3 Ch.3 Sec.6.

Tabla 5.5 - Espesor mínimo de tuberías, DNV (Fuente: Reglamentación del DNV)

Puesto que nuestras tuberías tienen un diámetro nominal de 10 mm tendremos unos espesores mínimos de 2.9 mm como marcamos en un principio, ya que estos espesores cumplen con la normativa.

Una vez diseñadas las tuberías ya podemos saber la potencia que requerirá nuestra bomba (Ecuación 5.10).

$$P_e = \frac{P}{\eta} = \frac{g * Q * H}{\eta}$$

5.10 - Potencia a suministrar a la bomba
 (Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo g la aceleración de la gravedad en m/s², Q el caudal requerido por el sistema en kg/s, H las pérdidas de carga en m y η el rendimiento de la bomba.

Hemos calculado las pérdidas de carga de las tuberías internas; es decir, aquellas que van instaladas en el propio buque, pero se acumularán más pérdidas de carga hasta llegar a la boca del pozo por lo que le aplicamos a los datos obtenidos un factor de corrección.

$$P_e = \frac{9.81 * \frac{0.4}{3.6} * 3 * (14 + 186.14 + 54.22)}{0.8} = 1039.7 W$$

Por tanto, teniendo en cuenta que este requerimiento de potencia irá aumentando progresivamente, instalaremos un motor AEG de 2 polos Clase Eff 2 de 1.1 KW de potencia.

Según la normativa del DNV, por la cual se regula nuestro buque, este sistema debe disponer de una válvula de cierre automático y otra de retención en el punto de inyección; es decir, en la boca del pozo y en caso de que el agua producida sea empleada para reinyectarla en el yacimiento, entonces las líneas de drenaje de los sellos de la bomba de inyección de agua y las líneas que vierten fueraborda deberán ser consideradas para la clasificación de área debido a los gases de hidrocarburos disueltos.

5.4. Sistema de ductos

Para un correcto diseño de estos es importante considerar la deformada en la imposición de las condiciones de equilibrio así como los efectos que tienen sobre los ductos las corrientes marinas y los movimientos del buque; de este modo debemos realizar un estudio estático y otro dinámico.

Para abordar el problema estático se formula un modelo de elementos finitos, no pudiendo usar un programa específico de estructuras como es el programa Dlubal RFEM ya que no dispone de ningún módulo destinado al modelado de ductos (de todos modos no vamos a realizar el estudio dinámico de los ductos debido a ser un trabajo muy complejo y tedioso), no lineal y obtener los desplazamientos, esfuerzos y tensiones. El problema dinámico, por otro lado, también se resuelve con un modelado de elementos finitos pero en el dominio del tiempo; es decir, calculando la condición del *riser* en un determinado instante a partir de su condición en el instante anterior y los cambios de posición durante este intervalo de tiempo, este estudio se repite hasta que se alcance el tiempo de simulación en el que una respuesta transitoria del sistema se ha extinguido, dejando sólo la respuesta permanente.

Obviamente, una elección errónea de las variables de proyecto perjudicará a la respuesta obtenida.

5.4.1. Definición de las variables del proyecto

Al haber tomado la decisión de tomar una configuración híbrida tenemos que emplear dos tipos de tubos, flexibles y rígidos, por lo que tendremos dos secciones diferentes a la hora realizar el estudio (Ilustración 5.11).

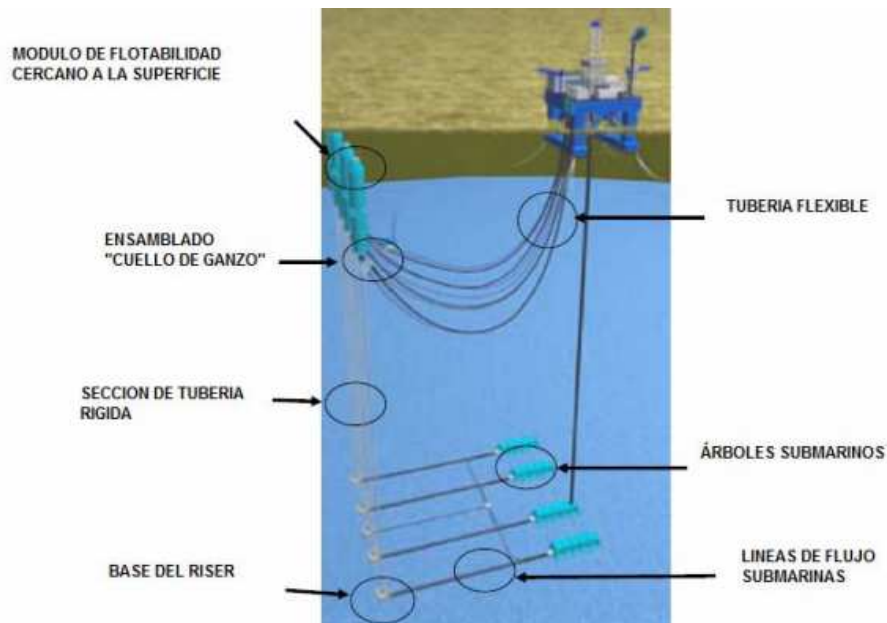


Ilustración 5.11 - Configuración típica de un sistema de risers híbrido (Fuente: Sistema de producción submarinos para campos en aguas profundas, por Pedro Rubén Sánchez Loera y José Luis Cabrera Benítez)

Para cada una de las partes debemos definir su longitud, diámetro (interior y exterior) y material.

Para saber la longitud que debemos dar a la sección de *risers* rígidos debemos conocer a qué profundidad deja de hacer efecto el oleaje, teniendo en cuenta que las olas afectan a una profundidad comparable a la mitad de su longitud de onda, la cual depende de la longitud de la ola. Según el estudio que hemos realizado sobre la zona tomaremos 2 m bajo la superficie del mar y de este punto hasta un metro sobre el fondo será la longitud de nuestros *risers*, lo que hace una longitud de 1650 m. El dimensionamiento interno del *riser* se realiza teniendo en función de las condiciones de trabajo y el exterior depende directamente del espesor que se requiera para soportar la diferencia de presión, por tanto estas dimensiones las calcularemos en el apartado correspondiente (5.4.3). Y finalmente decir que emplearemos *risers* de Titanio grado 2 con las siguientes propiedades:

- Composición química: TiFe (0.25-0.30)
- Resistencia a la tracción de 345 MPa
- Ductilidad del 20%
- Dureza de 82 HRB
- Resistencia eléctrica de 0.56 $\mu\Omega\text{m}$
- Módulo de elasticidad de $1.2 * 10^8 \text{ kPa}$.
- Coeficiente de Poisson de 0.33
- Densidad del material de 5660 kg/m^3 .
- Límite elástico de 275 MPa.

Por otra parte, para saber la longitud que debemos dar a la sección de *risers* flexibles debemos conocer a qué distancia de la torre de *risers* se va a ubicar la unidad, 120 m, y darle una longitud mayor que la hipotenusa del triángulo formado por dicha distancia y los 2 m que resta de la torre *risers* hasta la superficie del mar (quedando 17.5 m en vertical teniendo en cuenta el calado del buque), lo que hace una longitud mínima de 121.27 m y una longitud seleccionada de 145.6 m (~1.2%). El dimensionamiento interno del *riser* se realiza teniendo en función de las condiciones de trabajo y el exterior depende directamente del espesor que se requiera para soportar la diferencia de presión, por tanto estas dimensiones las calcularemos en el apartado correspondiente (5.4.2). Y finalmente decir que los *risers* flexibles están formados por una serie de capas superpuestas de diversos materiales, posibilitando una baja rigidez a la flexión.

5.4.2. Diseño de la sección de *risers* rígidos

Estos se sitúan, como comentamos previamente, dentro de las torres de *risers*, las cuales fueron construidas para soportar los *risers* de considerable altura para las operaciones de extracción. Esta torre está sumergida en el mar, cerca de la superficie. El diseño de la torre en forma de columna de acero dispone en su parte superior de un gran tanque de flotabilidad. Los *risers* se sitúan en el interior de la torre, cubriendo la distancia entre el fondo marino, donde se anclan, y el tope de la torre. La flotabilidad del tanque o los tanques de la torre, mantienen los *risers* tensionados en posición, los *risers* flexibles se conectan a continuación entre las torres de *risers* y la unidad flotante. Llegados a este punto debemos aclarar que el diseño de estas torres no entra en el alcance de este proyecto pero sí el de los ductos que alberga.

Debemos comenzar sabiendo la diferencia de presión que estos tubos van a tener que soportar. La presión en el agua de mar crece rápidamente con la profundidad (Ilustración 5.12), aumentando una atmósfera por cada 10 metros que nos sumerjamos, por tanto tendremos una presión mínima de 121.59kPa, 1.2 atm, y una presión máxima de 16840.21 kPa, 166.2 atm. Del mismo modo debemos conocer la presión interior del *riser* que, como hemos calculado antes, es una presión de entre 6000 y 10000 kPa en los ductos de agua y 15000 kPa en los de crudo.

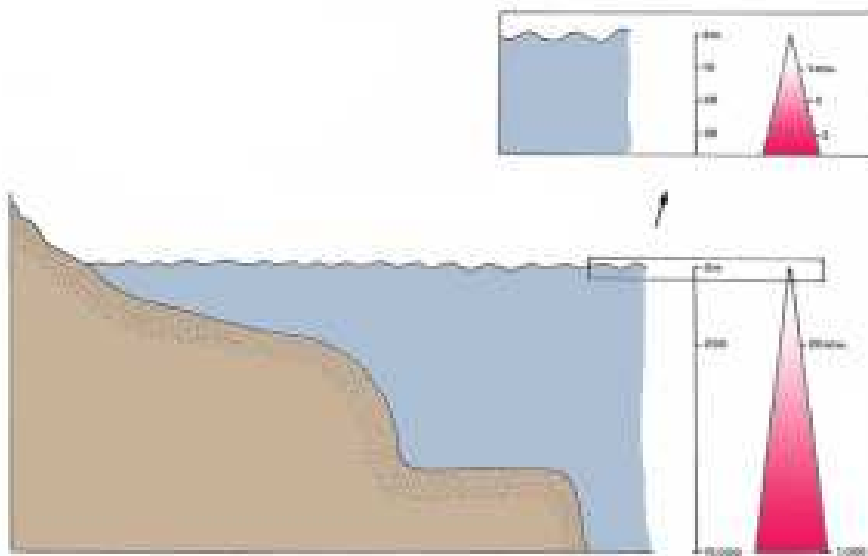


Ilustración 5.12 - Aumento de la presión del mar según la profundidad (Fuente: Masa de agua, por Juan Carlos Calvín)

Dicho esto pasamos a realizar los cálculos de las tuberías que vamos a emplear.

Ducto de crudo

Seguiremos el mismo método empleado para el cálculo de las tuberías internas del buque, del sistema de inyección. Empezaremos por la velocidad que alcanza el fluido en el interior de los *risers*, determinada por el tipo de flujo con el que estamos tratando (Tabla 5.6).

Fluido	Tipo de Flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.30
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de Conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de Agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas		30 – 100	9 – 30

Tabla 5.6 - Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías (Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

En nuestro caso nos moveremos en la sección de líquido viscoso por lo que trabajaremos con una velocidad de flujo de 1.5 m/s. De este modo, para un caudal determinado, imponiendo la velocidad máxima de funcionamiento, se determinará de forma directa el diámetro mínimo requerido. Deberá escogerse, en cualquier caso, el diámetro normalizado inmediatamente superior al valor mínimo calculado. Sabiendo que nuestro pozo tiene una capacidad de 125000 bpd, pero que no lo vamos a obtener todo el crudo diario con nuestro buque, requerimos de un flujo de 17857 bpd podemos calcular fácilmente el caudal que necesitamos:

$$17857 \text{ BPD} = 159.11315 * 17857 = 2841306.25 \text{ l/d} = 11838.776 \text{ m}^3/\text{h}$$

Teniendo en cuenta que contaremos con 20 risers iguales de crudo, para saber el diámetro de tubería que necesitamos emplearemos la siguiente relación (Ecuación 5.11):

$$Q = v * S = v * \pi \frac{d^2}{4}$$

Ecuación 5.11 - Relación caudal, velocidad y sección
(Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo Q el caudal en m^3/s , v la velocidad de flujo promedio del fluido en m/s y S la sección en m^2 . Por tanto tendremos:

$$d = \sqrt{\frac{4 * \frac{11838.776/3600}{20}}{1.5\pi}} = 0.37 \text{ m} = 373.59 \text{ mm}$$

Y como hemos dicho previamente, tendremos que adecuarnos a los diámetros normalizados para el material, eligiendo aquel que sea igual o superior al diámetro calculado. Por tanto, tomaremos un diámetro nominal de 375 mm, a priori, con un espesor de 8.8 mm.

Llegados a este punto, sabemos que el paso de un fluido a través de un conducto se ve afectado por un rozamiento con las paredes de dicho conducto provocando una caída de la presión inicial que llevaba. Conocer el valor de esta caída de presión es necesario para comprobar que el diámetro elegido para la conducción es suficiente, pues de ser éste muy pequeño la pérdida de carga que se produzca será muy elevada.

Para calcular las pérdidas de carga en una conducción se suele utilizar la ecuación de Fanning (Ecuación 5.12), que expresada en términos de altura es la siguiente:

$$H = \left(\frac{4 * f * L}{d} \right) * \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación 5.12 - Ecuación de Fanning para las pérdidas de carga (Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

Siendo H la pérdida de carga en metros de columna de líquido, f un coeficiente de fricción adimensional, L la longitud de la tubería en m, d el diámetro interior de la tubería en m, v la velocidad del fluido en m/s y g la aceleración de la gravedad en m/s^2 .

El coeficiente de fricción es función del tipo de flujo y, por tanto, del número de Reynolds. Para saber si nuestro flujo es laminar o turbulento calcularemos previamente el número de Reynolds (Ecuación 5.13):

$$Re = \frac{d * v * \rho}{\mu}$$

Ecuación 5.13 - Número de Reynolds (Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo v la velocidad del fluido en m/s, d el diámetro interior de la tubería en m, ρ la densidad del fluido en kg/m^3 y μ la viscosidad dinámica del fluido en Pa·s. Por tanto:

$$Re = \frac{388.8 * 10^{-3} * 1.5 * 900}{1.2 * 10^{-2}} = 43740 m$$

Como podemos apreciar estamos tratando con un flujo turbulento. Esto implica que el coeficiente de fricción se calculará según la siguiente expresión, fórmula de Blasius, muy exacta aunque sólo válida para valores de Reynolds dentro del rango de 2300 y 500000 (Ecuación 5.14):

$$f = \frac{0.3164}{Re^{1/4}}$$

Ecuación 5.14 - Coeficiente de fricción, flujo turbulento (Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Aplicándola a nuestro caso tendremos:

$$f = \frac{0.3164}{43740^{1/4}} = 0.02$$

Con todos los datos calculados ya podemos obtener las pérdidas de carga:

$$H = \left(\frac{4 * 0.02 * 1650}{388.8 * 10^{-3}} \right) * \frac{1.5^2}{2 * 9.81} = 42.59 \text{ m}$$

Sin embargo, a esto debemos añadir las pérdidas de carga generadas por las conexiones de estos *risers* con los flexibles, tanto las inferiores como las superiores, pérdidas de carga que tomaremos como 20 m en conjunto.

Ya sólo nos falta determinar un espesor de tubería suficiente para soportar las presiones internas y externas de diseño, y las cargas externas impuestas durante el montaje y la operación. La presión y temperatura de diseño que se usen para establecer el espesor del tubo deberán ser las más altas que se espera para la tubería en servicio.

El espesor mínimo para soportar la presión de diseño, depende del diámetro de la tubería y del esfuerzo admisible a la temperatura de diseño. Normalmente, la presión interna determina este espesor. El espesor mínimo de pared se establece generalmente de acuerdo con los requerimientos de entidades reconocidas o los de las Sociedades de Clasificación.

Al estar trabajando con una aleación de Titanio de grado 2, según la Sociedad de Clasificación, debemos considerar el factor de seguridad de clase, γ_{SC} , como 1.14, el factor de resistencia del material, γ_m , como 1.0 (Tablas 5.8 y 5.9).

Table 5-1 Safety class resistance factor γ_{SC}		
Low	Normal	High
1.04	1.14	1.26

Tabla 5.7 - Tabla 5-1 DNV-RP-F201 (Fuente: Reglamento del DNV)

Table 5-2 Material resistance factor γ_m	
<i>ULS & ALS</i>	<i>SLS & FLS</i>
1.15	1.0

Tabla 5.8 - Tabla 5-2 DNV-RP-F201 (Fuente: Reglamento del DNV)

Para ráfaga y presión de colapso se harán comprobaciones de diseño en las que se calculará la resistencia basada en el espesor de pared de la siguiente manera (Ecuaciones 5.15 y 5.16):

$$t_l = t_{nom} - t_{fab}$$

Ecuación 5.15 - Prueba de presión de fábrica y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

$$t_l = t_{nom} - t_{fab} - t_{corr}$$

Ecuación 5.16 - Condición operacional (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Siendo t_l el espesor mínimo de la pared y es relevante para las comprobaciones de diseño en las que es probable que se produzca un fallo en relación con una baja capacidad, t_{nom} el espesor de pared nominal (especificado) de la tubería, t_{fab} la tolerancia negativa de fabricación, que por normativa es de 2 mm, y t_{corr} la tolerancia a la corrosión, que por tratarse de tubería submarina se considera de 5.

Por tanto tendremos:

$$t_l = 15 - 2 - 5 = 8 \text{ mm}$$

Las resistencias para todos los demás estados límites relacionados con la carga extrema se calcularán basándose en el espesor de la pared de la siguiente manera (Ecuaciones 5.17 y 5.18):

$$t_2 = t_{nom}$$

Ecuación 5.17 – Instalación, recuperación y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Ecuación 5.18 – Otra forma de calcular el espesor para la instalación, recuperación y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

$$t_2 = t_{nom} - t_{corr}$$

Siendo t_2 el espesor para las comprobaciones de diseño regidas por la carga externa y el fallo es probable que se produzcan en relación con un efecto de carga extrema en un lugar con espesor medio.

Obviamente a este espesor calculado hay que aplicarle un coeficiente de seguridad por el desgaste que sufre el tubo a lo largo de su vida útil del 0.25.

Por tanto tendremos:

$$t_2 = (15 - 5) * 0.25 = 2.5 \text{ mm}$$

La presión incidental local, p_{li} , es la presión interna máxima esperada, con la mínima probabilidad anual de excedencia, normalmente para la presión incidental se toma un 10% más alta que la presión de diseño, p_{ld} .

El espesor de pared mínimo requerido para una tubería recta sin reducciones y tolerancias viene dada por (Ecuación 5.19):

$$t_1 = \frac{D}{\frac{4}{\sqrt{3}} \gamma_m \gamma_{sc} \left(\frac{\min\left(f_y, \frac{f_u}{1.15}\right)}{p_{li} - p_e} \right) + 1}$$

Ecuación 5.19 - Espesor mínimo para tuberías sin reducciones ni tolerancias (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Siendo D el diámetro exterior del riser, f_y el límite elástico, f_u la resistencia a la tracción y p_e la presión exterior.

Al estar el riser ubicado en el interior de la torre de risers no se ve afectado por ningún momento flector lo que nos facilita los cálculos.

$$\begin{aligned} t_{1 \max p_{ext}} &= \frac{406.4}{\frac{4}{\sqrt{3}} 1 * 1.14 (15000 \text{ kPa} * 1.1 - 16840.21 \text{ kPa})} + 1 \\ &= \frac{406.4}{\frac{4}{\sqrt{3}} 1.14 (340.21)} + 1 = 0.25 \text{ mm} \end{aligned}$$

$$t_{1 \min pext} = \frac{406.4}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{\min\left(275MPa; \frac{345MPa}{1.15}\right)}{1 * 1.14(15000kPa * 1.1 - 121.59kPa)} + 1}$$

$$= \frac{406.4}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{275000}{1.14(16378.41)} + 1} = 11.61 \text{ mm}$$

Por todo esto podemos afirmar que nuestros *risers* rígidos deberán tener un espesor mayor al asignado, quedando un diámetro exterior de 406.4 mm y un diámetro interior de 382.8 mm. Sin embargo, al tratarse de un *riser* tan largo, 1650 m, dispondrá de conectores que unan las distintas secciones de *risers*, de 7.5 m cada una (220 en total), hasta lograr la longitud deseada, por tanto debemos dimensionar dichos conectores aunque estos no afecten en gran medida a los cálculos ya que forman parte del sistema. Se emplearan 219 conectores.

Ducto de agua

Seguiremos el mismo método que en el caso anterior. Empezaremos por la velocidad que alcanza el fluido en el interior de los *risers*, determinada por el tipo de flujo con el que estamos tratando (Tabla 5.9).

Fluido	Tipo de Flujo	Velocidad	
		ft/s	m/s
Líquidos poco viscosos	Flujo por gravedad	0.5 – 1	0.15 – 0.30
	Entrada de bomba	1 – 3	0.3 – 0.9
	Salida de bomba	4 – 10	1.2 – 3
	Línea de Conducción	4 – 8	1.2 – 2.4
Líquidos viscosos	Entrada de bomba	0.2 – 0.5	0.06 – 0.15
	Salida de bomba	0.5 – 2	0.15 – 0.6
Vapor de Agua		30 – 50	9 – 15
Aire o gas		30 – 100	9 – 30

Tabla 5.9 - Velocidades recomendadas para fluidos en tuberías (Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

En nuestro caso nos moveremos en la sección de líquido viscoso por lo que trabajaremos con una velocidad de flujo de 1 m/s. De este modo, para un caudal determinado, imponiendo la velocidad máxima de funcionamiento, se determinará de forma directa el diámetro mínimo requerido. Deberá escogerse,

en cualquier caso, el diámetro normalizado inmediatamente superior al valor mínimo calculado. Sabiendo que el caudal requerido es de 0.4 m³/h podemos calcular fácilmente el diámetro que necesitamos empleando la siguiente relación (Ecuación 5.20):

$$Q = v * S = v * \pi d^2 / 4$$

Ecuación 5.20 - Relación caudal, velocidad y sección
(Fuente: Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)

Siendo Q el caudal en m³/s, v la velocidad de flujo promedio del fluido en m/s y S la sección en m². Por tanto tendremos:

$$d = \sqrt{\frac{4 * \frac{0.4/3600}{2}}{\pi}} = 0.001 \text{ m} = 1.33 \text{ mm}$$

Y como hemos dicho previamente, tendremos que adecuarnos a los diámetros normalizados para el material, eligiendo aquel que sea igual o superior al diámetro calculado. Por tanto, tomaremos un diámetro nominal de 6 mm, a priori, con el mayor espesor, 2.6 mm.

Llegados a este punto, sabemos que el paso de un fluido a través de un conducto se ve afectado por un rozamiento con las paredes de dicho conducto provocando una caída de la presión inicial que llevaba. Conocer el valor de esta caída de presión es necesario para comprobar que el diámetro elegido para la conducción es suficiente, pues de ser éste muy pequeño la pérdida de carga que se produzca será muy elevada.

Para calcular las pérdidas de carga en una conducción se suele utilizar la ecuación de Fanning (Ecuación 5.21), que expresada en términos de altura es la siguiente:

$$H = \left(\frac{4 * f * L}{d} \right) * \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación 5.21 - Ecuación de Fanning para las pérdidas de carga
(Fuente: Diseño del sistema de tuberías y cálculo de las bombas, UGR)

Siendo H la pérdida de carga en metros de columna de líquido, f un coeficiente de fricción adimensional, L la longitud de la tubería en m, d el diámetro interior de la tubería en m, v la velocidad del fluido en m/s y g la aceleración de la gravedad en m/s².

El coeficiente de fricción es función del tipo de flujo y, por tanto, del número de Reynolds. Para saber si nuestro flujo es laminar o turbulento calcularemos previamente el número de Reynolds (Ecuación 5.22):

$$Re = \frac{d * v * \rho}{\mu}$$

**Ecuación 5.22 - Número de Reynolds (Fuente:
Apuntes de la asignatura de Sistemas
Auxiliares)**

Siendo v la velocidad del fluido en m/s, d el diámetro interior de la tubería en m, ρ la densidad del fluido en kg/m^3 y μ la viscosidad dinámica del fluido en Pa·s. Por tanto:

$$Re = \frac{5 * 10^{-3} * 1 * 1000}{0.1} = 50 \text{ m}$$

Como podemos apreciar estamos tratando con un flujo laminar. Esto implica que el coeficiente de fricción se calculará según la siguiente expresión (Ecuación 5.23):

$$f = \frac{64}{Re}$$

**Ecuación 5.23 - Coeficiente de fricción, flujo laminar (Fuente:
Apuntes de la asignatura de Sistemas Auxiliares)**

Aplicándola a nuestro caso tendremos:

$$f = \frac{64}{50} = 0.19$$

Con todos los datos calculados ya podemos obtener las pérdidas de carga:

$$H = \left(\frac{4 * 0.19 * 1650}{5 * 10^{-3}} \right) * \frac{1^2}{2 * 9.81} = 8005.14 \text{ m}$$

Sin embargo, a esto debemos añadir las pérdidas de carga generadas por las conexiones de estos *risers* con los flexibles, tanto las inferiores como las superiores, pérdidas de carga que tomaremos como 20 m en conjunto.

Ya sólo nos falta determinar un espesor de tubería suficiente para soportar las presiones internas y externas de diseño, y las cargas externas impuestas durante el montaje y la operación. La presión y temperatura de diseño que se usen para establecer el espesor del tubo deberán ser las más altas que se espera para la tubería en servicio.

El espesor mínimo para soportar la presión de diseño, depende del diámetro de la tubería y del esfuerzo admisible a la temperatura de diseño. Normalmente, la

presión interna determina este espesor. El espesor mínimo de pared se establece generalmente de acuerdo con los requerimientos de entidades reconocidas o los de las Sociedades de Clasificación.

Al estar trabajando con una aleación de Titanio de grado 2, según la Sociedad de Clasificación, debemos considerar el factor de seguridad de clase, γ_{SC} , como 1.14, el factor de resistencia del material, γ_m , como 1.0 (Tablas 5.10 y 5.11).

Table 5-1 Safety class resistance factor γ_{SC}		
Low	Normal	High
1.04	1.14	1.26

Tabla 5.10 - Tabla 5-1 DNV-RP-F201 (Fuente: Reglamento del DNV)

Table 5-2 Material resistance factor γ_m	
ULS & ALS	SLS & FLS
1.15	1.0

Tabla 5.11 - Tabla 5-2 DNV-RP-F201 (Fuente: Reglamento del DNV)

Para ráfaga y presión de colapso se harán comprobaciones de diseño en las que se calculará la resistencia basada en el espesor de pared de la siguiente manera (Ecuaciones 5.24 y 5.25):

$$t_l = t_{nom} - t_{fab}$$

Ecuación 5.24 - Prueba de presión de fábrica y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

$$t_l = t_{nom} - t_{fab} - t_{corr}$$

Ecuación 5.25 - Condición operacional (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Siendo t_l el espesor mínimo de la pared y es relevante para las comprobaciones de diseño en las que es probable que se produzca un fallo en relación con una baja capacidad, t_{nom} el espesor de pared nominal (especificado) de la tubería, t_{fab} la tolerancia negativa de fabricación, que por normativa es de 1 mm, y t_{corr} la tolerancia a la corrosión, que por tratarse de tubería submarina se considera de 2.

Por tanto tendremos:

$$t_l = 5 - 1 - 2 = 2 \text{ mm}$$

Las resistencias para todos los demás estados límites relacionados con la carga extrema se calcularán basándose en el espesor de la pared de la siguiente manera (Ecuaciones 5.26 y 5.27):

$$t_2 = t_{nom}$$

Ecuación 5.26 – Instalación, recuperación y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

$$t_2 = t_{nom} - t_{corr}$$

Ecuación 5.27 – Otra forma de calcular el espesor para la instalación, recuperación y prueba de presión del sistema (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Siendo t_2 el espesor para las comprobaciones de diseño regidas por la carga externa y el fallo es probable que se produzcan en relación con un efecto de carga extrema en un lugar con espesor medio.

Obviamente a este espesor calculado hay que aplicarle un coeficiente de seguridad por el desgaste que sufre el tubo a lo largo de su vida útil del 0.25.

Por tanto tendremos:

$$t_2 = (5 - 2) * 0.25 = 0.75 \text{ mm}$$

La presión incidental local, p_{li} , es la presión interna máxima esperada, con la mínima probabilidad anual de excedencia, normalmente para la presión incidental se toma un 10% más alta que la presión de diseño, p_{ld} .

El espesor de pared mínimo requerido para una tubería recta sin reducciones y tolerancias viene dada por (Ecuación 5.28):

$$t_1 = \frac{D}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{\min\left(f_y, \frac{f_u}{1.15}\right)}{\gamma_m \gamma_{sc} (p_{li} - p_e)} + 1}$$

Ecuación 5.28 - Espesor mínimo para tuberías sin reducciones ni tolerancias (Fuente: DNV-RP-F201, Design of Titanium risers)

Siendo D el diámetro exterior del riser, f_y el límite elástico, f_u la resistencia a la tracción y p_e la presión exterior.

Al estar el riser ubicado en el interior de la torre de risers no se ve afectado por ningún momento flector lo que nos facilita los cálculos.

$$\begin{aligned}
 t_{1 \max pext} &= \frac{10.2}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{\min\left(275 \text{MPa}; \frac{345 \text{MPa}}{1.15}\right)}{1 * 1.14(10000 \text{kPa} * 1.1 - 16840.21 \text{kPa})} + 1} \\
 &= \frac{10.2}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{275000}{1.14(5840.21)} + 1} = 0.11 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 t_{1 \min pext} &= \frac{10.2}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{\min\left(275 \text{MPa}; \frac{345 \text{MPa}}{1.15}\right)}{1 * 1.14(10000 \text{kPa} * 1.1 - 121.59 \text{kPa})} + 1} \\
 &= \frac{10.2}{\frac{4}{\sqrt{3}} \frac{275000}{1.14(10878.41)} + 1} = 0.2 \text{ mm}
 \end{aligned}$$

Por todo esto podemos afirmar que nuestros *risers* rígidos tendrán un diámetro exterior de 10.2 mm y un diámetro interior de 5 mm. Sin embargo, al tratarse de un *riser* tan largo, 1650 m, dispondrá de conectores que unan las distintas secciones de *risers*, de 7.5 m cada una (220 secciones en total), hasta lograr la longitud deseada, por tanto debemos dimensionar dichos conectores aunque estos no afecten en gran medida a los cálculos ya que forman parte del sistema. Se emplearán 219 conectores.

5.4.3. Diseño de la sección de *risers* flexibles

Necesitaremos dos secciones de *risers* flexible, una que conecte el *riser* rígido con el buque y otra que una el *riser* rígido con el *manifold*; por tanto este punto lo dividiremos en dos partes, a saber la sección superior, que conecta el *riser* rígido con el buque, y la sección inferior, que une el *riser* rígido con el *manifold*. En ambos casos seguiremos un procedimiento distinto al de los ductos y tuberías analizadas previamente, ya que en este caso tratamos con unas condiciones de contorno muy distintas.

El análisis que haremos será el estático, como ya hemos comentado anteriormente, con el cual podemos determinar la configuración de los *risers* a partir de sus propiedades físico-mecánicas. Sin embargo actualmente este análisis se realiza mediante el empleo de programas que calculan mediante el método de elementos finitos por lo que haremos un análisis estático de cada sección, usando el módulo FLUENT del programa ANSYS R15 para ello.

- Sección superior

Estos *risers* irán conectados directamente a la torre de extracción de nuestro buque y continúan por dentro de la *moon pool* de producción de nuestro buque transportando los fluidos desde la conexión de los *risers* flexibles a la torre hasta los equipos de la cubierta de procesamiento de la torre, o hasta la conexión con la tubería anteriormente diseñada del sistema de inyección de agua en el caso de los *risers* destinados a tal fin (Ilustraciones 5.13 y 5.14).

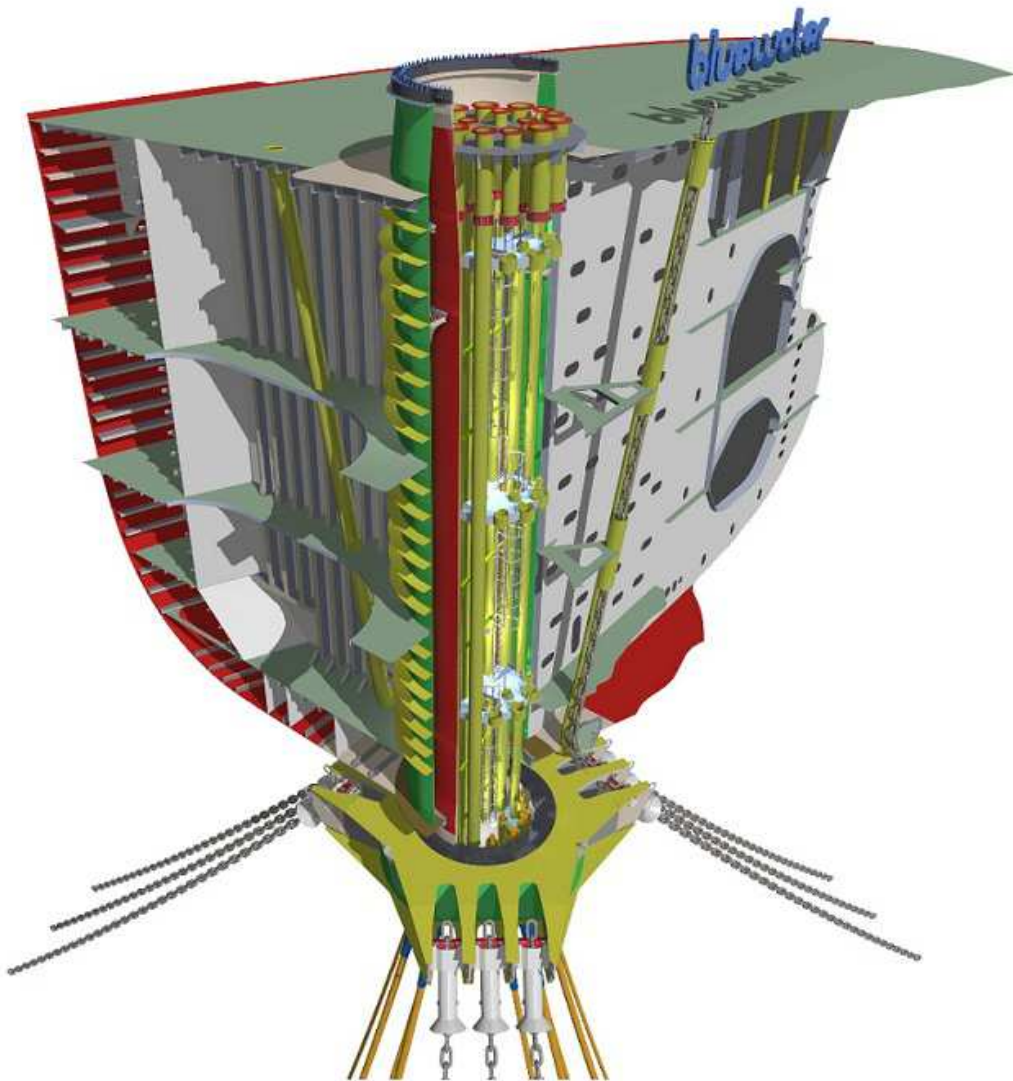


Ilustración 5.13 - Risers en el interior de la moon pool (Fuente: <http://worldmaritimeneeds.com/archives/126088/bluewater-claims-saipem-contract/>)

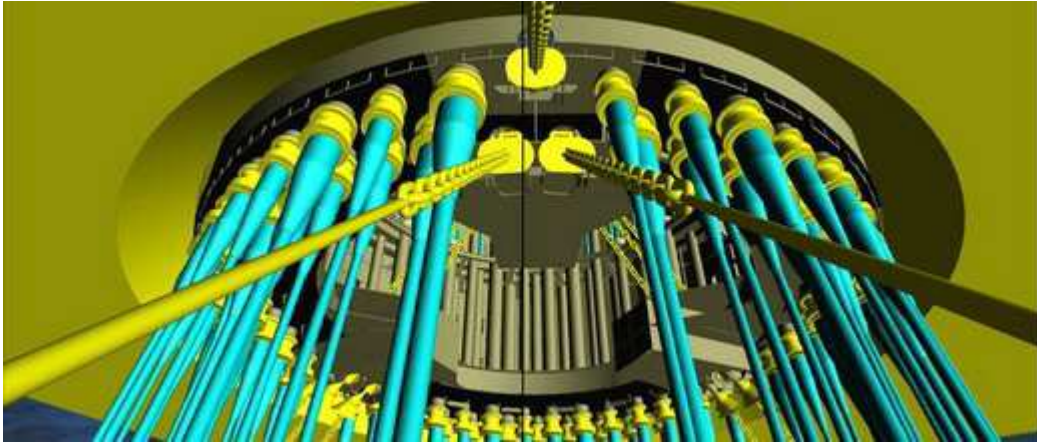


Ilustración 5.14 - Conexión de los risers flexibles a la torre (Fuente: <http://www.sbmoffshore.com/what-we-do/innovation/>)

Se considera un ducto flexible con 145.6 m de longitud y otros 27 m por la estructura tubular de la *moon pool*, conectándose por un extremo a la planta de producción de la torre y el otro a la torre de *risers* submarina. En ambos puntos de anclaje y conexión el *riser* es libre para girar.

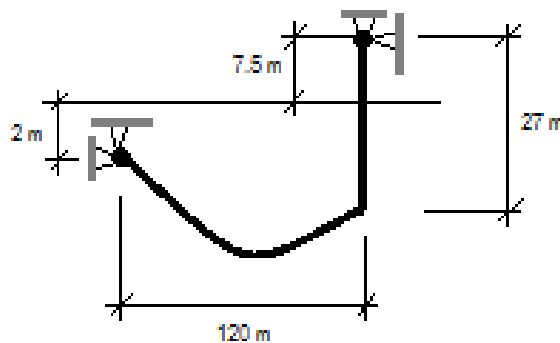


Ilustración 5.15 - Disposición risers flexibles superiores (Fuente propia)

El ducto flexible está sometido a los efectos de corriente marina, movimiento del buque y peso propio. En función de lo anterior, los retos técnicos principales en su diseño son: la vibración Inducida por Vórtices generada por las corrientes marinas, la estimación de la vida por fatiga considerando los efectos del servicio y la interacción con el suelo en el punto de contacto con éste, aunque este último en el caso que nos ocupa ahora no nos afecta.

Como ya dijimos, en el análisis estructural se pueden clasificar cuatro condicionantes para el comportamiento no lineal; a saber, el material, la geometría, la fuerza y el desplazamiento. El comportamiento no lineal puede ser originado por la geométrica o la física. La no linealidad física resulta del

comportamiento del material empleado en tanto en cuanto que si es sometido a unos esfuerzos superiores a los diseñados éste acumula deformaciones permanentes y tensiones residuales. La no linealidad geométrica resulta de grandes desplazamientos y de la interacción de fuerzas axiales y transversales, envuelve la solución de problemas con pequeñas/grandes deformaciones, asociadas a grandes desplazamientos, a través del empleo de modelos matemáticos y computacionales.

- Sección inferior

Estos *risers* irán conectados a la torre de *risers* uniéndola al *manifold* submarino.

Por otra parte, para saber la longitud que debemos dar a esta sección debemos conocer a qué distancia de la torre de *risers* se va a ubicar el *manifold*, en nuestro caso 50 m, y darle una longitud mayor que la hipotenusa del triángulo formado por dicha distancia y el metro que resta de la torre *risers* hasta el suelo marino, lo que hace una longitud mínima de 50.01 m y una longitud seleccionada de 60 m (~1.2%). Por tanto, se considera un ducto flexible con 60 m de longitud, conectándose por un extremo a la base de la torre de *risers* submarina y el otro al *manifold*. En ambos puntos de anclaje y conexión el *riser* es libre para girar.

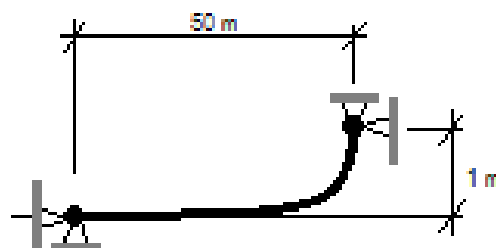


Ilustración 5.16 - Disposición risers flexibles inferiores (Fuente propia)

Análisis estático del *riser*

Una vez que ya hemos definido las distintas secciones de *risers*, realizamos el análisis estático. El funcionamiento del programa ANSYS R15 es bastante similar al del programa Dlubal RFEM que usamos anteriormente para el análisis de la torre, así como la base de sus cálculos ya que ambos son

programas que emplean el método de elementos finitos. Se comienza por la definición de aquello que queremos analizar, especificar sus condiciones de contorno y finalmente analizarlo.

La definición de los *risers* es similar en ambos casos, los *risers* inferiores y los superiores (Ilustración 5.17):

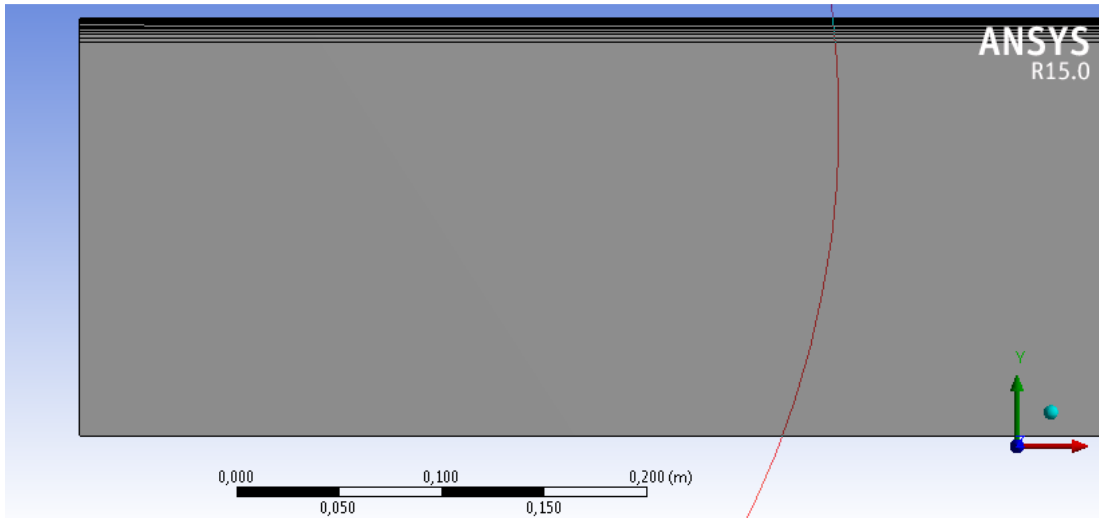


Ilustración 5.17 - Detalle de definición de los risers (Fuente propia)

Por otra parte, la diferencia principal en la definición de los *risers* superiores y los inferiores es la diferencia de presión que estos deben soportar; por tanto, hemos decidido realizar un modelo con la diferencia de presión máxima y otro con la mínima.

- Máxima diferencia de presión

Los datos obtenidos por el programa son los siguientes (Tabla 5.12 e Ilustración 5.18):

iter	continuity x	velocity y	velocity	time/iter
1	1.0000e+00	1.1023e-01	4.4361e-07	0:00:00 19
2	1.0000e+00	6.2726e-02	1.9437e-05	0:00:00 18
3	1.0000e+00	4.0479e-02	5.5948e-05	0:00:00 17
4	6.5931e-01	2.9823e-02	3.7494e-05	0:00:16 16
5	6.2393e-01	2.4130e-02	2.8636e-05	0:00:12 15

6	5.6730e-01	2.0707e-02	3.8491e-05	0:00:09	14
7	5.8077e-01	1.8452e-02	2.9901e-05	0:00:07	13
8	5.1948e-01	1.6839e-02	3.7912e-05	0:00:05	12
9	5.2388e-01	1.5628e-02	2.9085e-05	0:00:04	11
10	4.8081e-01	1.4666e-02	3.6987e-05	0:00:03	10
11	5.5203e-01	1.3888e-02	3.1970e-05	0:00:02	9
12	5.2146e-01	1.3229e-02	4.3807e-05	0:00:01	8
13	4.7791e-01	1.2672e-02	3.1644e-05	0:00:02	7
14	4.1037e-01	1.2188e-02	3.7093e-05	0:00:02	6
15	4.5943e-01	1.1763e-02	3.1004e-05	0:00:01	5
16	4.5730e-01	1.1377e-02	4.6035e-05	0:00:01	4
17	4.8203e-01	1.1038e-02	3.5115e-05	0:00:00	3
18	4.4260e-01	1.0729e-02	4.6108e-05	0:00:00	2
19	3.9791e-01	1.0447e-02	3.3111e-05	0:00:00	1
20	3.5167e-01	1.0187e-02	3.9469e-05	0:00:00	0

Tabla 5.12 - Datos generados por el programa ANSYS FLUENT, máxima diferencia de presión
(Fuente propia)

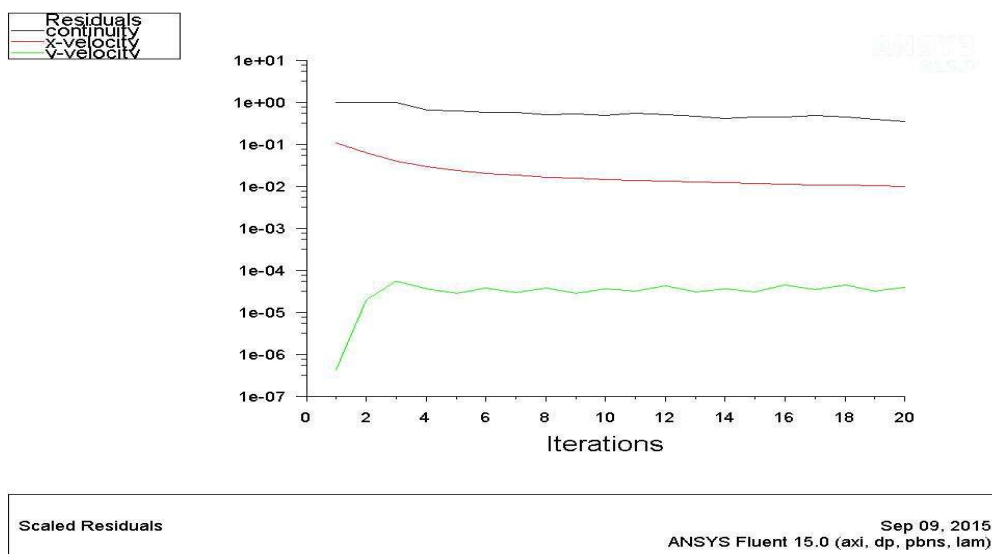


Ilustración 5.18 - Gráfica generada por el programa ANSYS FLUENT, máxima diferencia de presión
(Fuente propia)

Además de esto, el programa nos facilita los resultados referentes a la velocidad y presión soportadas (Ilustraciones 5.19, 5.20, 5.21, 5.22, 5.23, 5.24, 5.25, 5.26 y 5.27):

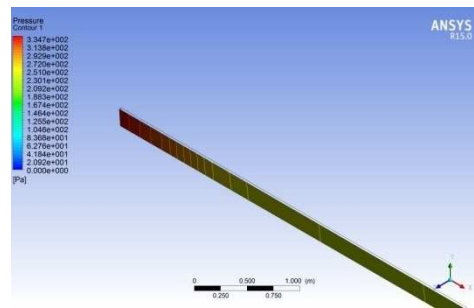
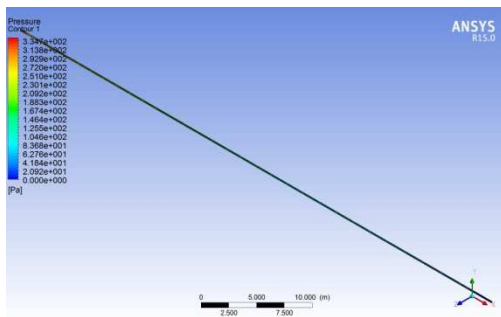
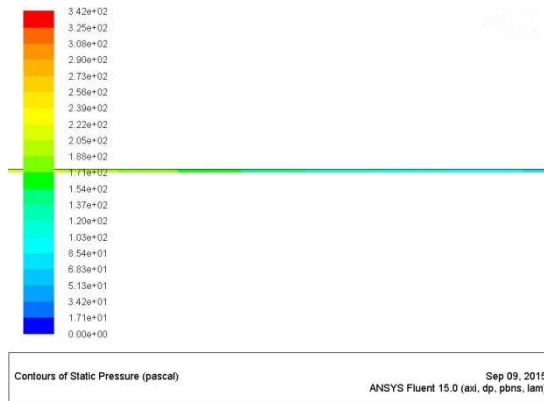


Ilustración 5.19 - Presión de contorno, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

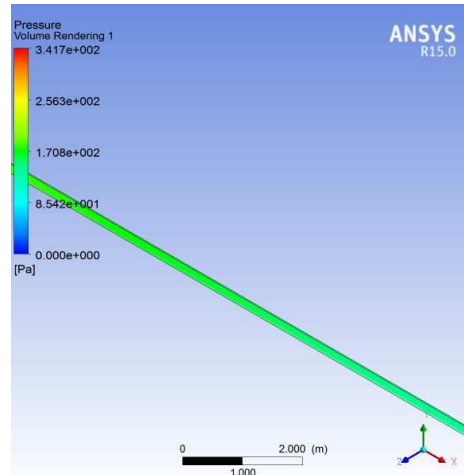
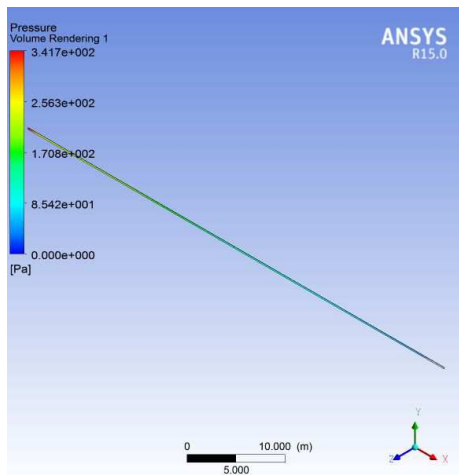


Ilustración 5.20 - Representación del volumen de presión, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

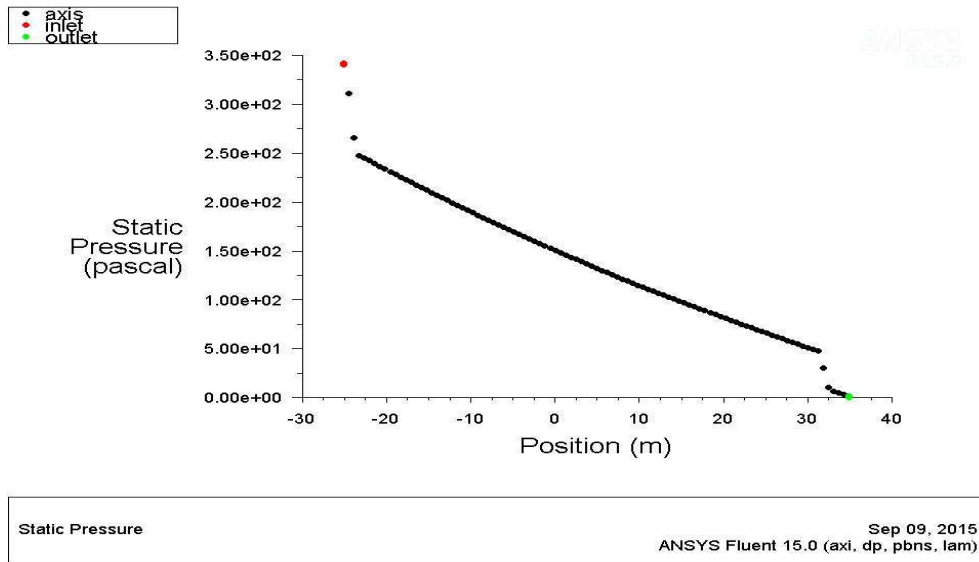


Ilustración 5.21 - Gráfico de presión estática, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

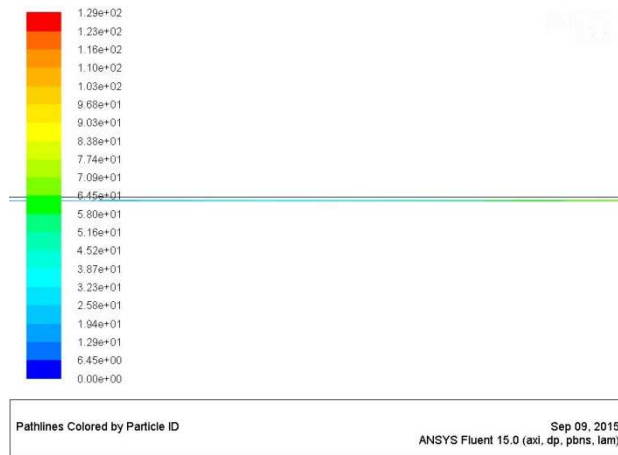
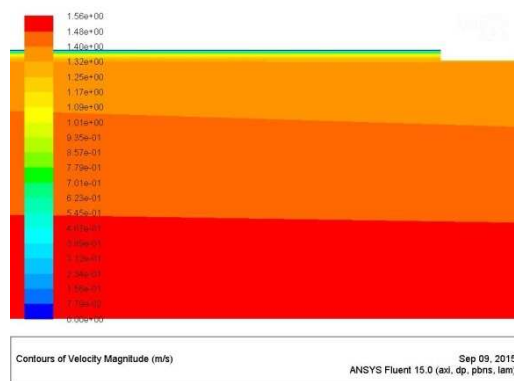
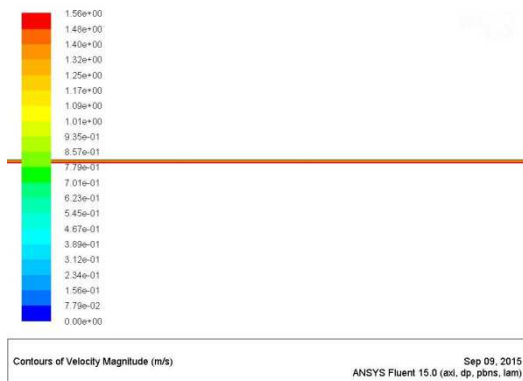


Ilustración 5.22 - Línea de recorrido, máxima diferencia de presión (Fuente propia)



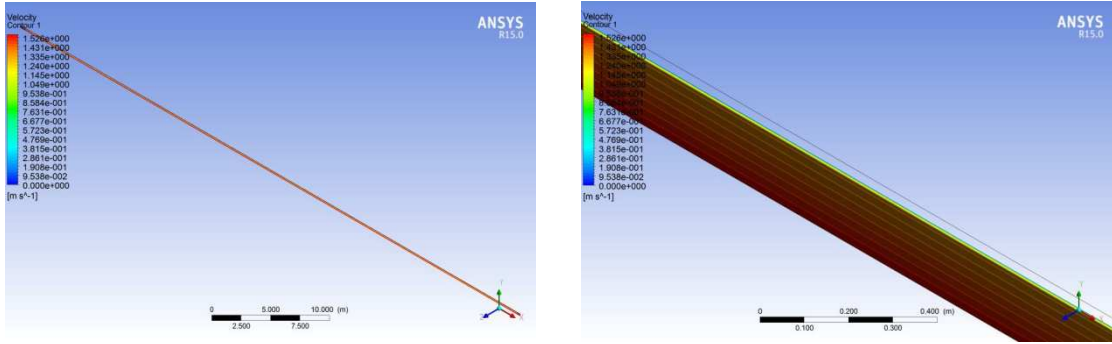


Ilustración 5.23 - Velocidad de contorno, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

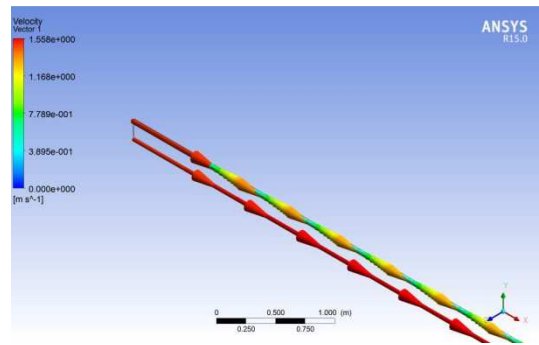
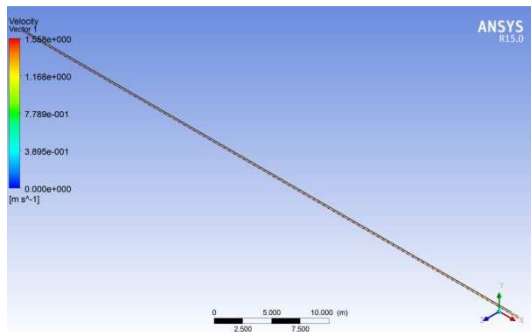
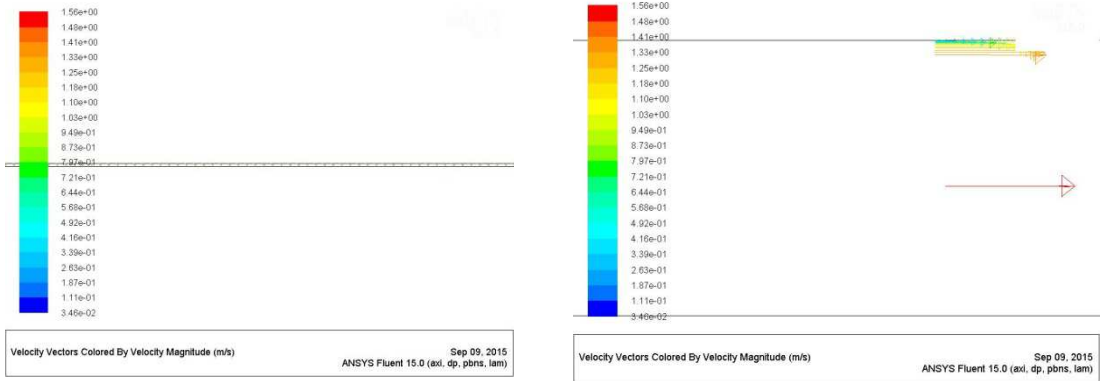


Ilustración 5.24 - Vectores de velocidad, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

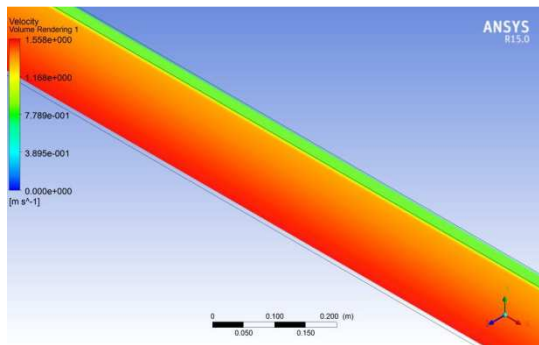
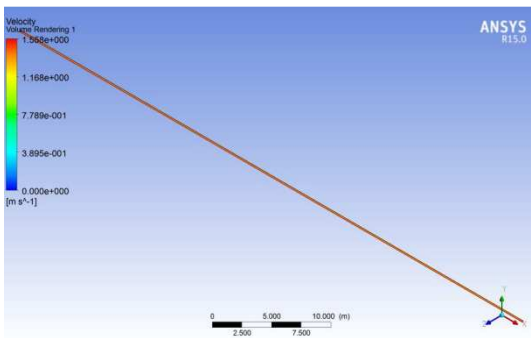


Ilustración 5.25 - Representación del volumen de velocidad, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

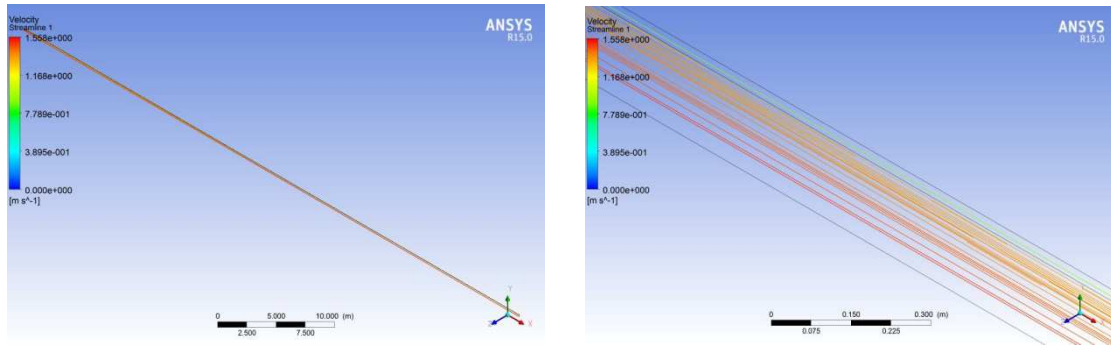


Ilustración 5.26 - Velocidad de corriente, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

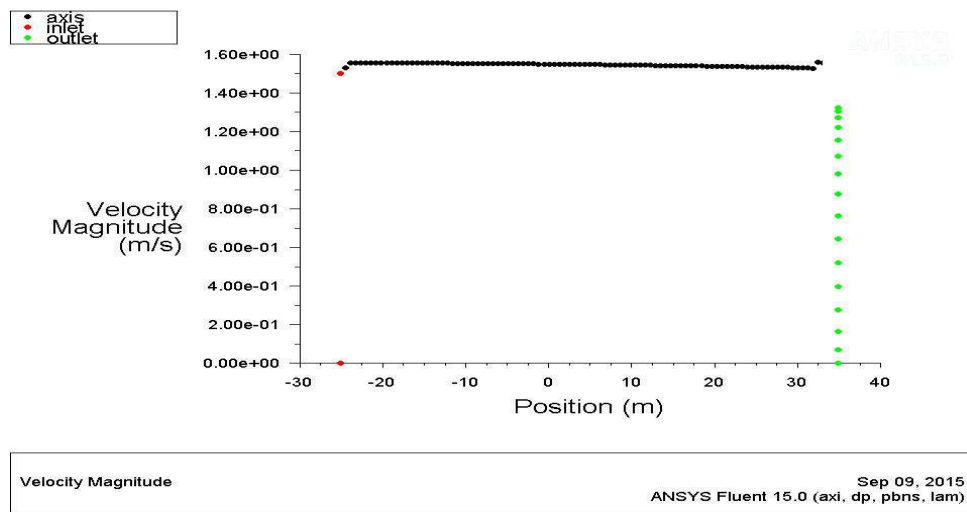


Ilustración 5.27 - Gráfico de presión estática, máxima diferencia de velocidad (Fuente propia)

Las velocidades y presiones obtenidas son las esperadas para estos diámetros y presiones de los fluidos en cuestión.

- Mínima diferencia de presión

Los datos obtenidos por el programa son los siguientes (Tabla 5.13 e Ilustración 5.28):

iter	continuity	x	velocity y	velocity	time/iter
1	1.0000e+00		1.1023e-01	4.4361e-07	0:00:00 19
2	1.0000e+00		6.2726e-02	1.9437e-05	0:00:00 18
3	1.0000e+00		4.0479e-02	5.5948e-05	0:00:00 17
4	6.5931e-01		2.9823e-02	3.7494e-05	0:00:16 16
5	6.2393e-01		2.4130e-02	2.8636e-05	0:00:12 15

6	5.6730e-01	2.0707e-02	3.8491e-05	0:00:09	14
7	5.8077e-01	1.8452e-02	2.9901e-05	0:00:07	13
8	5.1948e-01	1.6839e-02	3.7912e-05	0:00:05	12
9	5.2388e-01	1.5628e-02	2.9085e-05	0:00:04	11
10	4.8081e-01	1.4666e-02	3.6987e-05	0:00:03	10
11	5.5203e-01	1.3888e-02	3.1970e-05	0:00:02	9
12	5.2146e-01	1.3229e-02	4.3807e-05	0:00:01	8
13	4.7791e-01	1.2672e-02	3.1644e-05	0:00:02	7
14	4.1037e-01	1.2188e-02	3.7093e-05	0:00:02	6
15	4.5943e-01	1.1763e-02	3.1004e-05	0:00:01	5
16	4.5730e-01	1.1377e-02	4.6035e-05	0:00:01	4
17	4.8203e-01	1.1038e-02	3.5115e-05	0:00:00	3
18	4.4260e-01	1.0729e-02	4.6108e-05	0:00:00	2
19	3.9791e-01	1.0447e-02	3.3111e-05	0:00:00	1
20	3.5167e-01	1.0187e-02	3.9469e-05	0:00:00	0

Tabla 5.13 - Datos generados por el programa ANSYS FLUENT, mínima diferencia de presión
(Fuente propia)

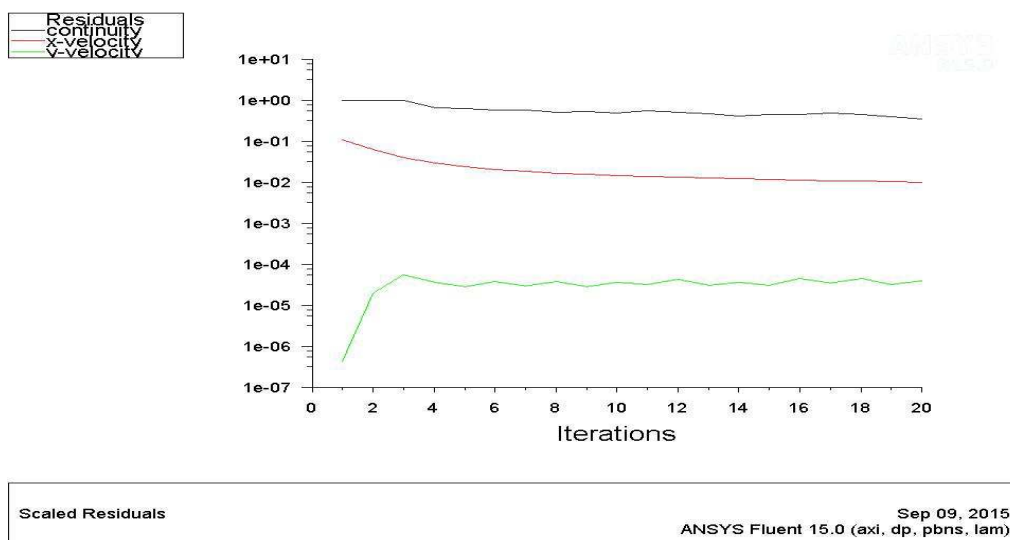


Ilustración 5.28 - Gráfica generada por el programa ANSYS FLUENT, mínima diferencia de presión
(Fuente propia)

Además de esto, el programa nos facilita los resultados referentes a la velocidad y presión soportadas (Ilustraciones 5.29, 5.30, 5.31, 5.32, 5.33, 5.34, 5.35, 5.36 y 5.37):

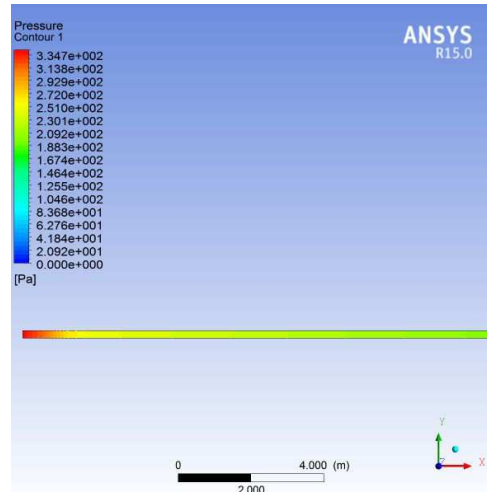
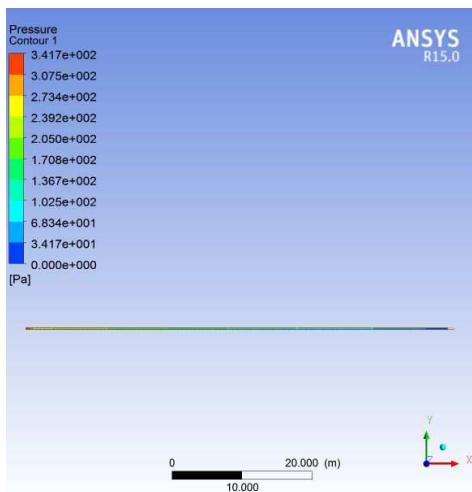
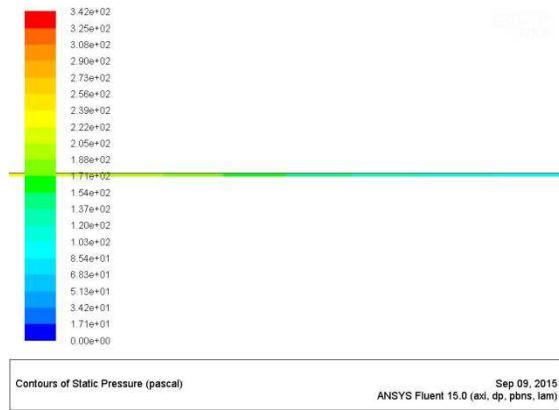


Ilustración 5.29 - Presión de contorno, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

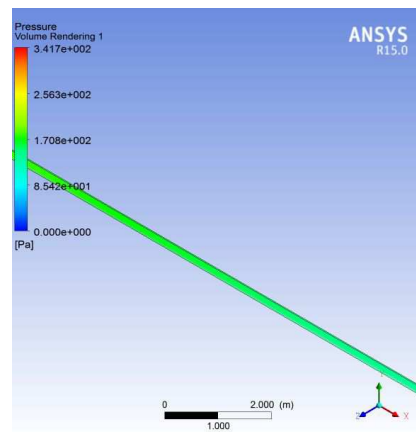
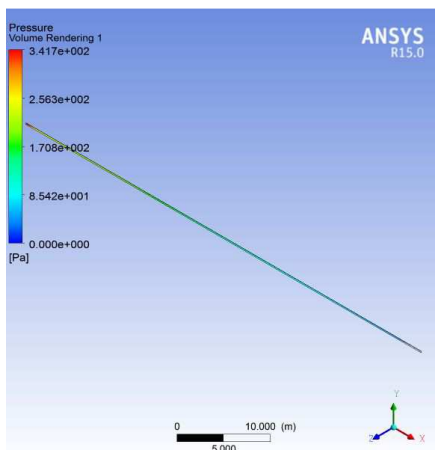


Ilustración 5.30 - Representación del volumen de presión, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

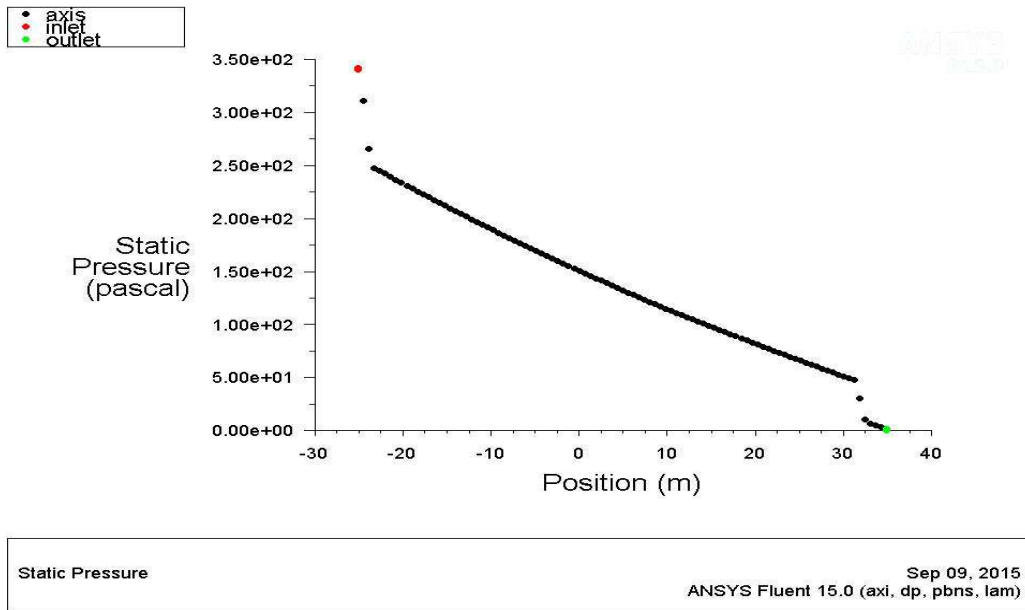


Ilustración 5.31 - Gráfico de presión estática, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

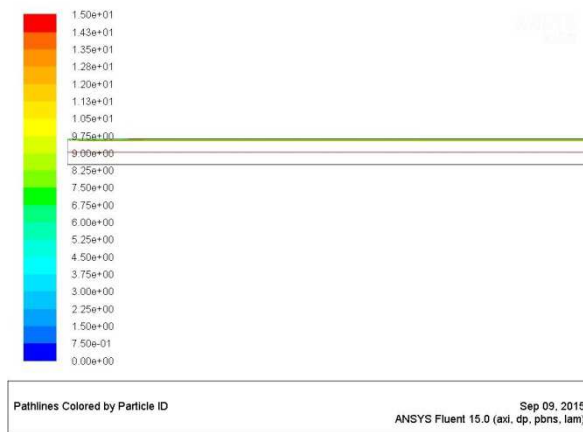
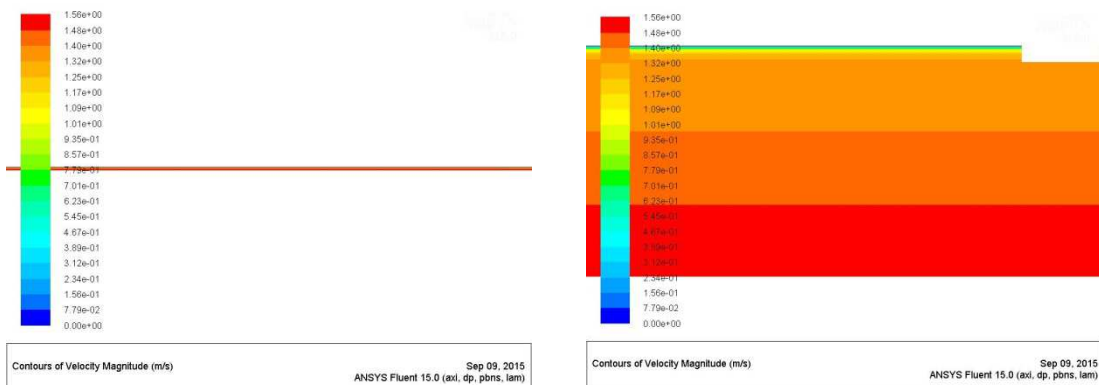


Ilustración 5.32 - Línea de recorrido, mínima diferencia de presión (Fuente propia)



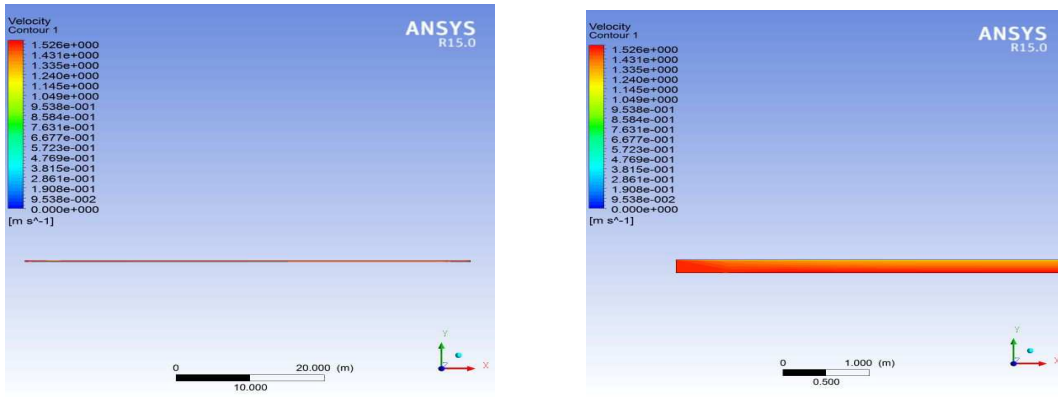


Ilustración 5.33 - Velocidad de contorno, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

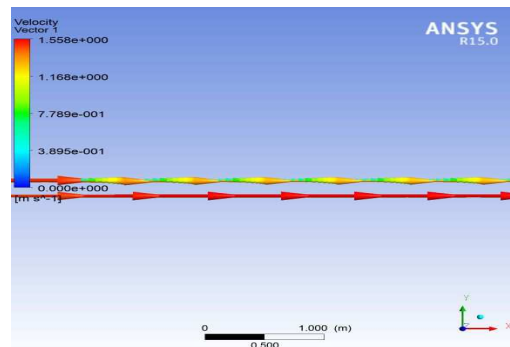
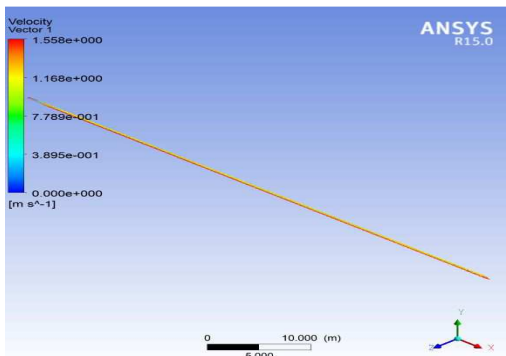
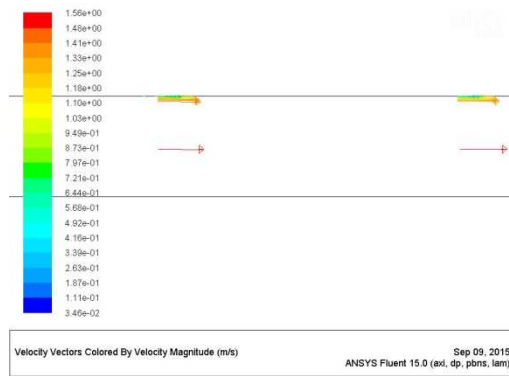


Ilustración 5.34 - Vectores de velocidad, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

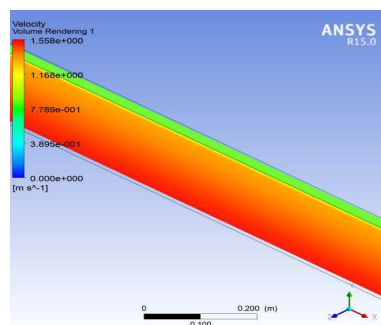
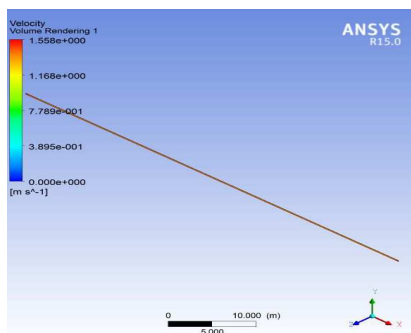


Ilustración 5.35 - Representación del volumen de velocidad, mínima diferencia de presión (Fuente propia)

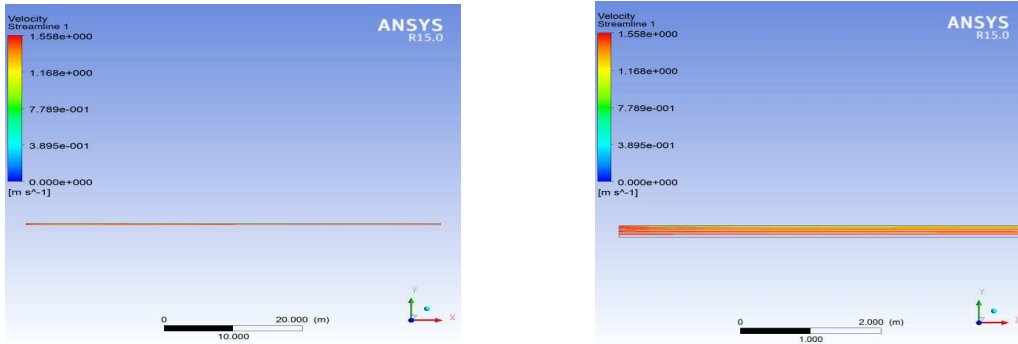


Ilustración 5.36 - Velocidad de corriente, máxima diferencia de presión (Fuente propia)

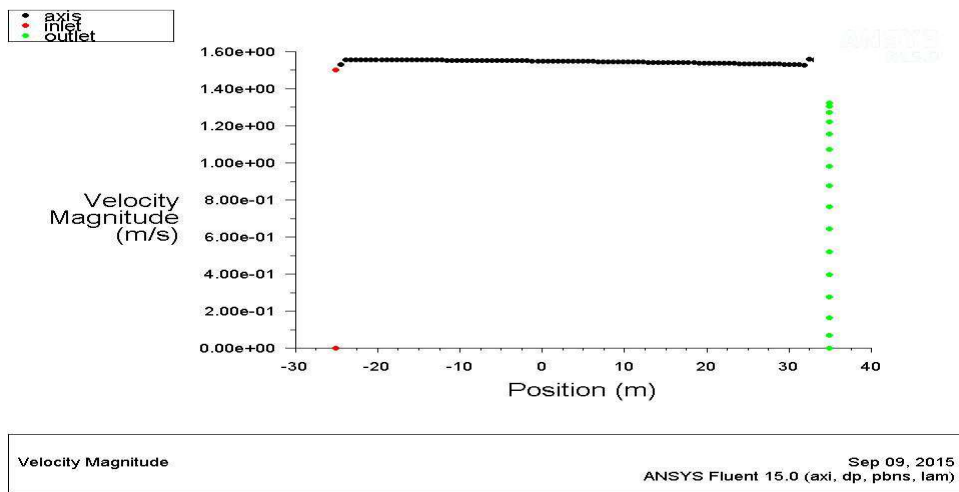
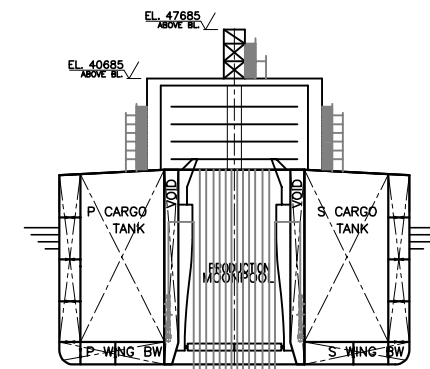
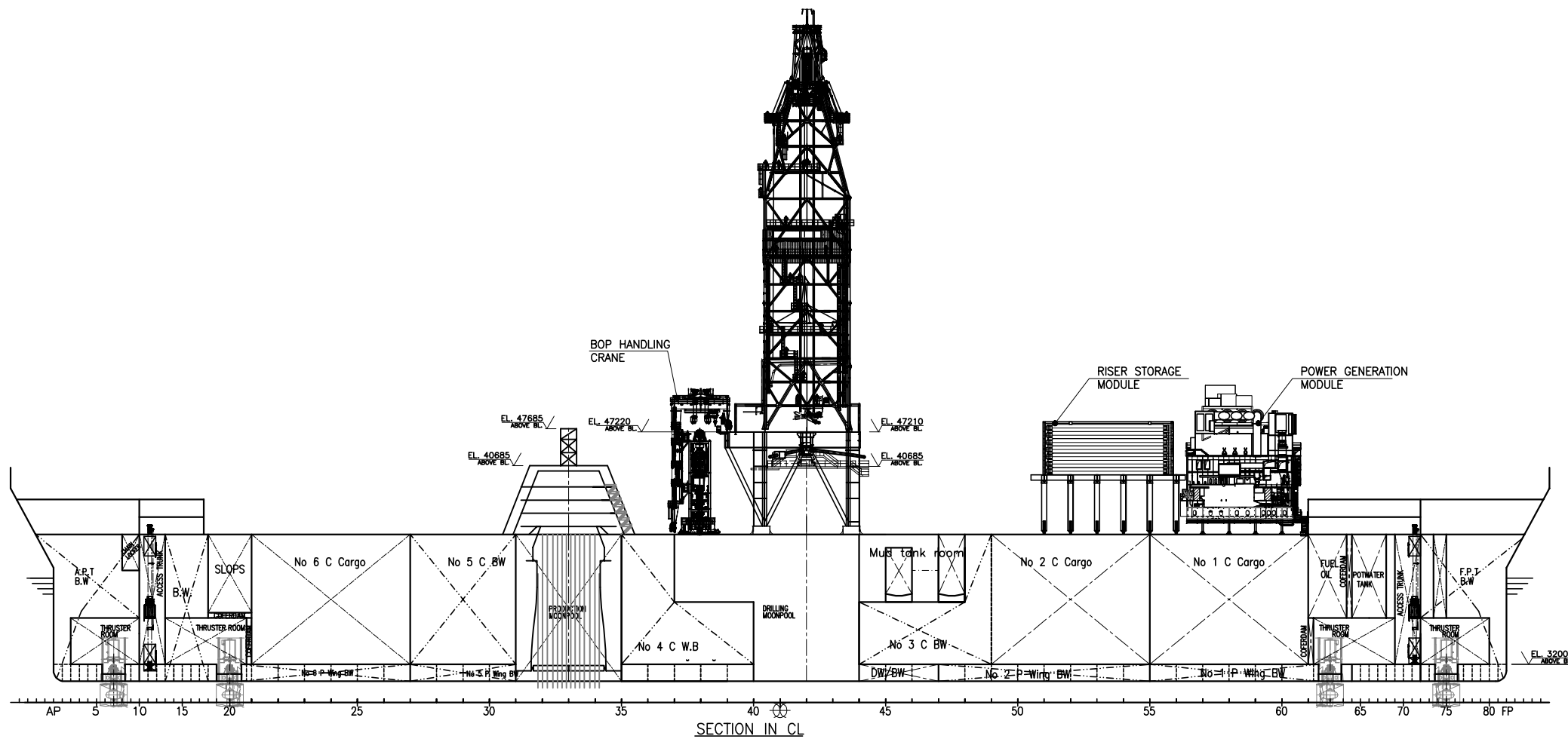


Ilustración 5.37 - Gráfico de presión estática, máxima diferencia de velocidad (Fuente propia)

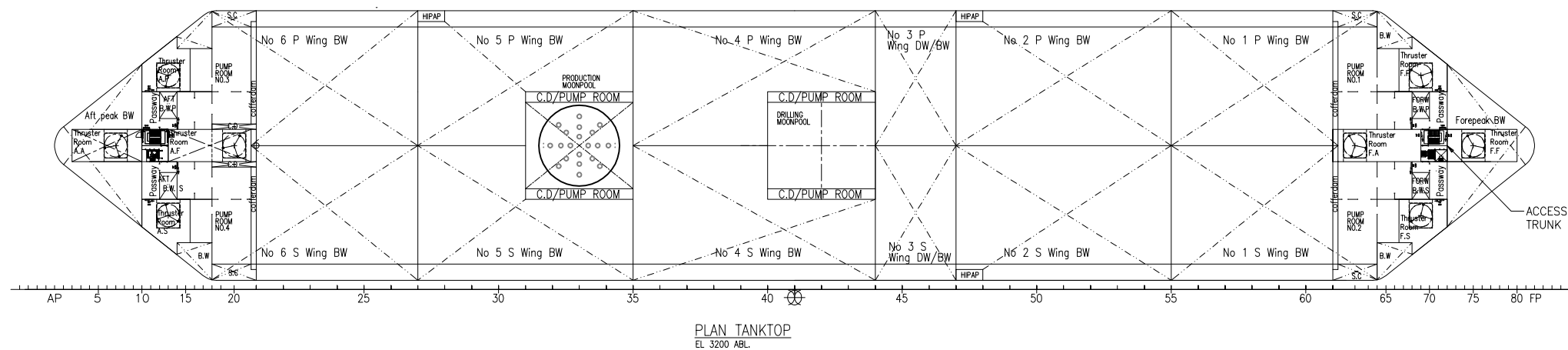
Al igual que en el caso anterior, las velocidades y presiones obtenidas son las esperadas para estos diámetros y presiones de los fluidos en cuestión.

Este análisis se ha llevado a cabo de una forma muy simplificada por lo que sería conveniente realizar un estudio más exhaustivo.

5.5. Planos



CROSS SECTION PRODUCTION MOONPOOL



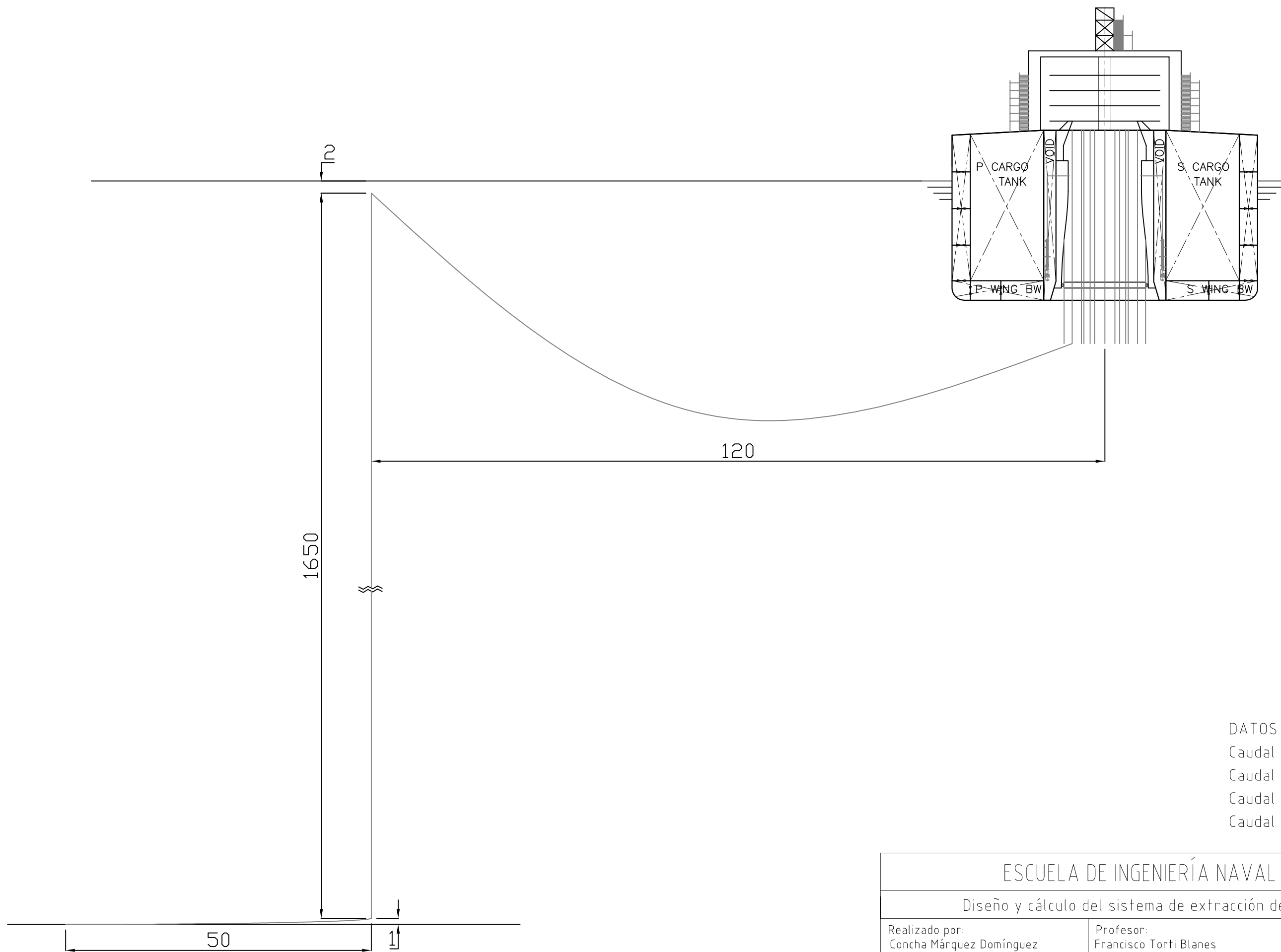
Main particulars:
 Length over all, L_{OA}
 Length, L_{PP}
 1A1 Rule length, L_R
 Breadth moulded, B
 Depth moulded, D
 Design draught, T_s
 Constant draught, T_c
 Min. ballast draught T_{min}

Block coefficient at T_s 0,87-
 Crude oil storage capacity:.... 1.000.000 barrels
 Ballast water capacity:..... 119.720 t
 Variable deck-load:..... 25.000 t
 Displacement at T_c :..... 185.000 t
 Displacement at T_s :..... 241.287 t
 Deadweight (incl. topside weight)... 196.058 t

Min. design temperature:.....
 -30° C (Hull and structure)
 -20° C (Equipment and system)

* Basandose en los planos facilitados por la empresa Inocean

ESCUELA DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA (UCA)				
Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO				
Realizado por: Concha Márquez Domínguez x	Profesor: Francisco Torti Blanes	Fecha 01/09/2015	Escala 1/600	T. Papel A/3
PROYECTOS DE FIN DE GRADO			Descripción del plano: DISPOSICIÓN GENERAL, SIST. PROD.	



DATOS TÉCNICOS
 Caudal crudo riser.....592 m3/h
 Caudal crudo total.....11839 m3/h
 Caudal inyección riser.....0.1 m3/h
 Caudal inyección total.....0.4 m3/h

ESCUELA DE INGENIERÍA NAVAL Y OCEÁNICA (UCA)				
Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO				
Realizado por: Concha Márquez Domínguez	Profesor: Francisco Torti Blanes	Fecha 01/09/2015	Escala 1/300	T. Papel A/3
PROYECTOS DE FIN DE GRADO		Descripción del plano: SISTEMA DE EXTRACCIÓN		

Capítulo 6. Cálculo y diseño del DPS

Los avances tecnológicos en el mundo naval han permitido el desarrollo y mejora de los sistemas que los buques y artefactos oceánicos requieren facilitando su explotación. Del mismo modo se han desarrollado las tecnologías necesarias para el mantenimiento de la posición del buque.

6.1. Estudio previo

De todos los sistemas existentes en los buques nos centraremos en el sistema de posicionamiento dinámico (DP), el cual, en un principio, surgió hace décadas para la industria petrolífera y posteriormente se ha ido extendiendo al resto de ámbitos marítimos haciéndose una parte importante para la navegación hoy día. Este sistema se encarga de controlar de forma automática la posición y rumbo de un buque mediante una propulsión activa por lo que los sistemas que permiten obtener la posición del artefacto son fundamentales (*Position Reference System*) de los cuales existe una gran variedad. Sin embargo, *“la obligatoriedad de contar, en función de la Clase DP, con hasta 3 fuentes de posicionamiento independientes y basadas en distintos principios hace que la investigación sobre las combinaciones de distintos sistemas sean aún en la actualidad objeto de debate.”* (Alejandro Miguez Algaba)

Para adentrarnos en el estudio principal de este trabajo, previamente debemos tener claro qué son los sistemas de posicionamiento dinámico. Los DP consisten en una serie de equipos controlados por ordenador de forma que se pueda mantener automáticamente la posición y el rumbo del buque empleando solamente medios activos de propulsión, o lo que es lo mismo, sin anclaje; por tanto, se requiere de varios sistemas coordinados entre sí. Estos miden las

variables ambientales, el rumbo del buque, la propulsión y la generación de energía y además de todo esto se debe tener en cuenta una operación segura.

Comenzaremos señalando movimientos a los que se encuentra sometido un buque y que deben ser controlados por el posicionamiento dinámico.

6.1.1. Movimientos del buque

Todo aquello que flote en un fluido está sometido a todas las condiciones de entorno propias del ambiente marino, lo cual se traduce en tres ejes de movimiento sobre los cuales puede suceder una rotación y/o una traslación como se ve en la siguiente ilustración (Ilustración 6.1):

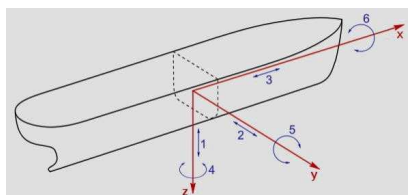


Tabla 6.1 - Ejes del buque (Fuente: Movimientos del buque en la mar, de Juan J. Azpiroz)

Eje de referencia	Traslación	Rotación
Vertical z	1-arfada (heave)	4-guiñada (yaw)
Transversal y	2-deriva (sway)	5-cabeceo (pitch)
Longitudinal x	3-avance (surge)	6-balance (roll)

Tabla 6.2 - Traslaciones y rotaciones del buque (Fuente propia)

Los movimientos de traslación son los que se controlan mediante los DP, del mismo modo también controlan los movimientos de guiñada de rumbo; el cabeceo y el balance son tenidos en cuenta por otros sistemas para minimizar su influencia.

Estos movimientos se pueden controlar siempre que el operador del sistema introduzca la posición y el rumbo que se desea tomar, a partir de esto el sistema toma estos valores como referencia y emplea los girocompases para medir las variaciones en la guiñada y el sistema de posición de referencia, que calcula la posición del buque utilizando medios radioeléctricos, acústicos, ópticos o electrónicos y que suministra al equipo DP con dicha información, mide los cambios de posición producidos por la deriva y el avance y retroceso.

Estas medidas obtenidas se compararán con los valores de referencia y se tomarán las medidas necesarias para contrarrestar el error.

6.1.2. Capacidad de mantenimiento de la posición

Como ya hemos mencionado previamente el sistema de posicionamiento dinámico tiene como función principal mantener la posición y rumbo del buque y para ello debemos tener clara la capacidad real del buque para mantener su posición bajo unas determinadas condiciones de entorno (viento, oleaje y corriente), a esto se lo denomina *Station Keeping Capability (SKC)*^[34].

Determinar el grado de capacidad de los buques no es fácil ya que se deben tener en cuenta varios parámetros: Los vientos, el oleaje y las corrientes, todos con distintos grados de intensidad y actuando desde direcciones distintas y, por último, la eficiencia del sistema de propulsión y direccionamiento. Los datos recabados se presentan, por norma general, en un diagrama polar.

Para realizar el diseño de buques equipados con un sistema de posicionamiento dinámico lo primero es decidir qué nivel de SKC se le va a pedir y a partir de eso diseñar la propulsión. Pero el cálculo de la SKC de debe desarrollar teniendo en cuenta muchas situaciones de funcionamiento de los propulsores y debiendo ajustarse cada situación a la configuración particular de los sistemas. Los resultados de del cálculo del nivel de SKC deben encontrarse siempre a bordo del buque en cuestión.

Las operaciones de los buques dotados de un DP, en la mayoría de los casos, suponen un gran riesgo para las personas a bordo y el medio ambiente (tendido de cables, perforaciones para obtención de petróleo o gas, etc.) por lo que una desviación de la posición precisa es algo que se debe evitar analizándose las situaciones en las que esto pudiera llegar a ocurrir y poniendo los medios posibles para evitarlo.

Como todo lo referente al mundo naval, en las normativas de las Sociedades de Clasificación se pueden encontrar distintos modos de calcular el nivel de SKC, en este trabajo nos centraremos en la normativa del *Det Norske Veritas (DNV)*:

DNV Environmental Regularity Number (ERN)

Este método emplea un cálculo teórico que desarrollaron en 1970. El cálculo está basado en las fuerzas laterales que ejercen sobre el buque el viento, el oleaje y la corriente, en cambio la eficiencia de los propulsores no se tiene en cuenta. Se emplea, principalmente, para comparar las capacidades de los distintos buques a la hora de contratar a uno u otro para una misión determinada.

La clasificación consta de tres grupos de dígitos destinados a indicar la capacidad del buque de mantener la posición en una determinada posición en el Mar del Norte, pero cada uno de ellos con una condición distinta en el funcionamiento de los propulsores: el primero con todos sus sistemas funcionando correctamente; el segundo representa el fallo del propulsor menos efectivo; y el tercero representa el fallo del propulsor más efectivo.

Además de todo esto, las casas reguladoras y los estados exigen una cierta redundancia para conseguir la fiabilidad necesaria otorgando al sistema DP la capacidad de seguir ejecutando su función tras un fallo que en un principio podría impedirselo, pero se deben tener en cuenta los siguientes aspectos para un funcionamiento fiable:

- . Como es obvio, la calidad de los elementos del sistema y la cualificación de las personas encargadas de su manejo es un aspecto fundamental a tener presente.

- . El diseño del buque y el sistema empleado de posicionamiento dinámico acorde con las necesidades de las operaciones del buque y al ambiente en el que este deberá desenvolverse.

Como ya hemos mencionado, estos sistemas requieren de una redundancia para asegurar su fiabilidad, por lo que a continuación veremos brevemente la aplicación de redundancia a los distintos elementos de este:

Sistemas de posicionamiento

Teniendo en cuenta que esta es la función principal del sistema parece obvio que las fuentes de posicionamiento a disposición del sistema deben ser las adecuadas. Además se exige que los distintos equipos de posicionamiento

apliquen diferentes principios para la obtención de la posición de modos que si alguno de ellos se ve afectado siempre se pueda recurrir a otro.

Los datos obtenidos de las distintas fuentes pasarán al ordenador de control, que las comparará y asignará una fiabilidad a cada una dependiendo de la estabilidad y continuidad de las mediciones.

Sistemas de medición de rumbo

El rumbo es otro aspecto que debe controlar el sistema DP y la forma más segura de saber si el rumbo es el debido es el empleo de las agujas giroscópicas, la redundancia en este caso depende directamente de la clase.

Sensores ambientales

Las variaciones ambientales, como ya hemos comentado anteriormente, son fundamentales para la optimización del sistema de posicionamiento dinámico y estos, al igual que los sistemas de medición de rumbo, son objeto de regulaciones en cuanto a redundancia dependiendo de la clase.

Sistemas de control

Los ordenadores que se emplean para el control del sistema son de vital importancia, pero en la clase que requiere menor grado de redundancia no se exige la existencia de más de un ordenador de procesamiento y control.

Sistemas de propulsión

Estos son los encargados de crear el empuje necesario para contrarrestar las fuerzas externas y guiar al buque. Se suelen emplear propulsores como azimutales, hélices de proa o *water jets*. La redundancia de estos sistemas toma importancia a partir de la clase DPS-2, en los cuales el diseño y distribución del sistema debe hacerse de forma que un fallo no deje al buque sin su capacidad de mantener la posición deseada.

Sistemas de generación y distribución de energía

En este caso la redundancia se aplica en función del tipo de planta eléctrica que disponga el buque.

Todos estos sistemas se combinan entre sí para lograr que el buque permanezca en la posición adecuada y si se desplaza poder volver a llevarlo a dicha posición. En el siguiente esquema (Ilustración 6.1) podemos ver cómo se interconectan entre ellos para una operación óptima:

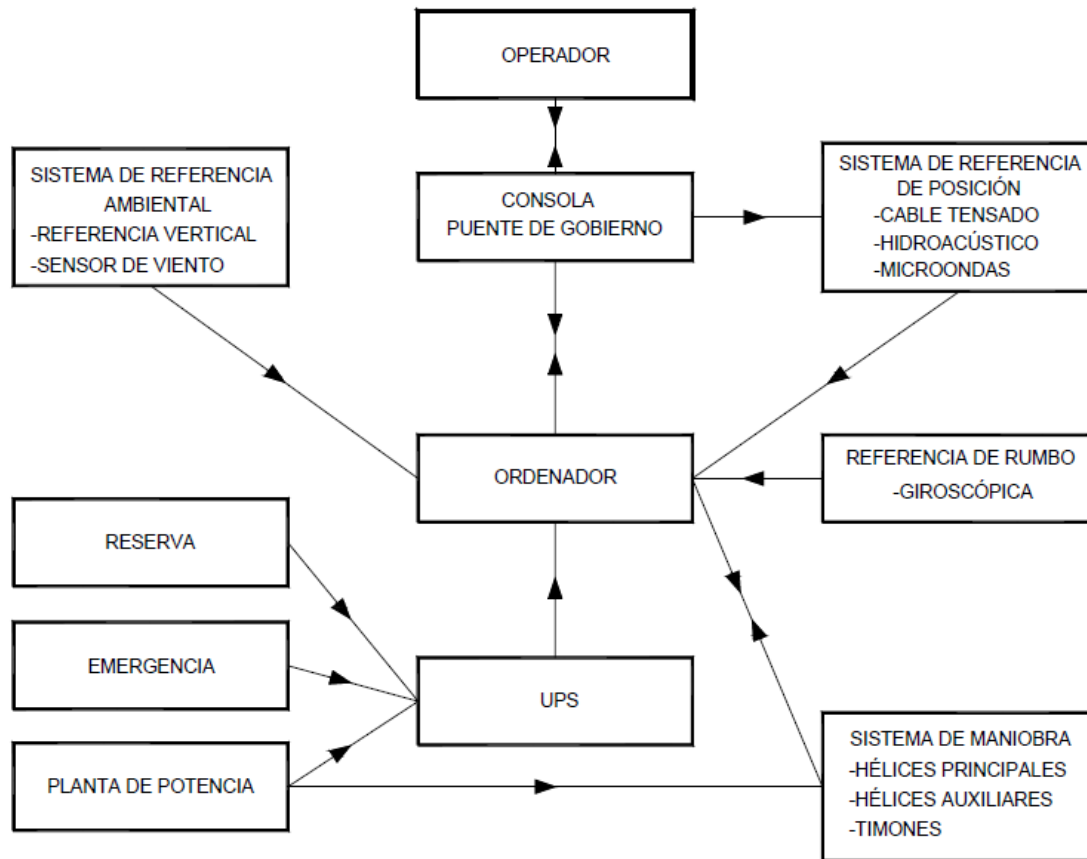


Ilustración 6.1 - Principios de operación de un sistema DP (Fuente: Análisis de la seguridad en las maniobras de trasbordo de carga entre buques tanque y entre estos y las terminales, utilizando un shuttle-tanker de propulsión diesel-eléctrica y DP, por José Manuel Martínez Mayán)

6.1.3. Tipos de sistemas de posicionamiento

A modo de introducción, se puede decir que hay dos tipos de posicionamiento: absoluto y relativo^[33]. El posicionamiento absoluto nos da la posición en latitud y longitud mientras que el relativo nos sitúa respecto de un punto cualquiera. Ambos se emplean en los buques que disponen de un sistema de posicionamiento dinámico de modo que trataremos de explicar los distintos sistemas que se emplean en estos buques:

Sistemas GNSS (*Global Navigation Satellite Systems*)

Estos sistemas se basan en la comunicación con satélites en órbita, de modo que se puede obtener la posición del buque mediante trilateración utilizando información de varios satélites. Existen varios sistemas GNSS, pero todos comparten un funcionamiento común:

- El GPS (*Global Positioning System*)

Consta de 29 satélites con una órbita de 26560km de radio haciendo posible el cálculo de la posición de cualquier elemento en el planeta. Es el más usado, pero su precisión no es suficiente para su uso en aplicaciones DP tal cual, por ello existen una serie de sistemas derivados de este que son de mayor utilidad para las aplicaciones que nos afectan en un sistema de posicionamiento.

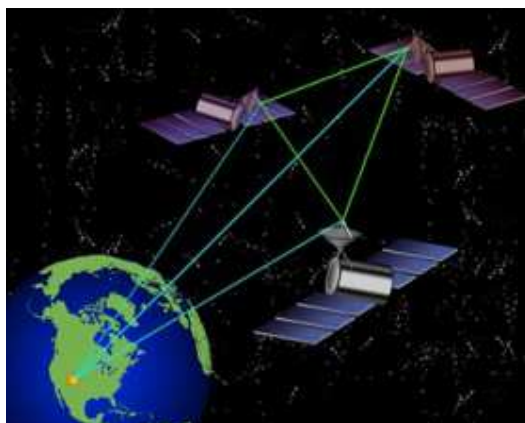


Ilustración 6.2 - Trilateración (Fuente: Research tools you can use!; autor: Kimberly Hoffman)

El sistema GPS se divide en tres secciones, las cuales son: control, espacial y usuarios; estas secciones se coordinan e interaccionan para conseguir el objetivo del sistema que es dar el posicionamiento a nivel global.

. La sección de control ó OCS (*Operational Control Segment*) se encarga del monitoreo constante de los satélites mediante estaciones de monitoreo, antenas terrestres y una estación de control maestra.

. La sección espacial está formada por una constelación de 29 satélites GPS que dan servicio al sistema de posicionamiento enviando constantemente una señal hacia la superficie permitiendo el posicionamiento.

. La sección de usuarios está constituida por la equipación e instrumentación empleados para recibir las señales de los satélites y procesarlas, estos

captadores son capaces de procesar las señales de hasta 12 satélites y ofrecer un posicionamiento continuo.

Como hemos mencionado anteriormente en este capítulo existen una serie de sistemas derivados de este que comentaremos ahora:

- DGPS (*Differential Global Positioning System*)

Este proporciona unas mediciones más precisas que el GPS tradicional, que al fin y al cabo es uno de sus objetivos, evitando una gran parte de los errores de medición por causas naturales y humanas (satélites, órbitas, atmósfera) que afectan a la toma de datos.

Dado que calcular el error en un momento preciso y que sirva para unas óptimas mediciones sucesivas no es posible para subsanar los errores se requiere de dos receptores operando simultáneamente. Un receptor permanente en su estación que controla continuamente los errores y el otro receptor aplica las correcciones necesarias a las mediciones.

- DARP-GPS (*Differential, Absolute and Relative Positioning GPS*)

Este sistema gestiona los errores derivados del GPS ignorándolos ya que supone que el mismo error afecta al posicionamiento de dos objetos a posicionar; es decir, se emplea para el posicionamiento de un objeto respecto de otro objeto posicionado con el mismo sistema.

- GLONASS (*Globalnaya Navigatsionnaya Sputnikovaya Sistema*)

Este sistema fue desarrollado por la Unión Soviética. Los principios de posicionamiento del sistema son similares a los del GPS, con 31 satélites, de los cuales 24 están en activo, en una órbita inclinada y una altura de 19000km.

No es un sistema muy usado en buques con DP, pero hay buques que emplean una combinación de este sistema con el GPS aportando al buque de un posicionamiento basado en dos tomas de datos y por tanto generando un posicionamiento más preciso. Además, aquellos artefactos que operan en latitudes superiores a los 70° Norte y Sur no pueden disponer de cobertura suficiente con el sistema GPS, sin embargo el sistema GLONASS, al contar con una inclinación mayor, no tiene esa problemática.

- GALILEO

Se trata de un nuevo sistema de navegación por satélite que está desarrollando la UE que pretende ser el sustituto europeo del GPS (desarrollado por EEUU).

- BeiDou

Este sistema se encuentra en funcionamiento, desarrollado por la Academia de tecnologías espaciales (CAST). Ofrece un posicionamiento en dos dimensiones y comunicaciones en la región de Asia. En la actualidad se está desarrollando el sistema BeiDou-2, que contará con satélites geoestacionarios.

Debemos mencionar que hay otros dos sistemas en vías de desarrollo entre los sistemas GNSS, los cuales son el IRNSS (*Indian Regional Navigational System*) y el QZSS (*Quasi-Zenith Satellite System*).

Sistemas de cable tirante o *Taut Wire*

Este método es un medio eficaz de obtener un posicionamiento con respecto a un punto en el fondo marino, es un sistema ampliamente empleado en los buques con DP. Es un sistema ideal para aguas poco profundas y para aquellas operaciones que requieran mantener una posición fija durante un prolongado periodo de tiempo.

Este sistema usa una pequeña grúa situada a la banda del buque mediante la cual se tiende un cable con un peso en el extremo que lo arrastra hacia el fondo. Cuando el buque se encuentra en la posición requerida se baja el cable hasta que este toca fondo y, a partir de entonces, manteniendo el cable siempre tenso. En el peso se encuentra un sensor que mide el ángulo que forma el cable con la vertical y a bordo se encuentra otro sensor que mide la longitud de cable tendido. Con esto, el procesador del sistema calcula la posición del buque con respecto a la posición del peso fondeado.

Dicho esto, existen varios aspectos a tener en cuenta en este sistema:

- . Los equipos convencionales instalados en la banda del buque tienen una limitación de ángulo de trabajo, en torno a los 20°, por lo que cuando superan el umbral determinado la medida tomada es excluida.

- . Los movimientos de cabeceo y balance pueden afectar a la medida del ángulo y longitud del cable por lo que se requiere de sensores capaces de medir

dichos movimientos y procesadores que combinen estas mediciones con las obtenidas del sistema de cable tirante.

. Si la operación del buque requiere de trabajos bajo superficie debe extremarse la precaución u optar por otro sistema. Del mismo modo en situaciones de fuerte oleaje este sistema no es fiable.

No obstante, existen sistemas de cable tirante de superficie u horizontales que se emplean para el posicionamiento respecto a otra instalación o buque. El principio de funcionamiento es el mismo que en el vertical, se toma la medida del ángulo y longitud del cable corregido por los movimientos del buque.

Sistemas basados en ondas radar

Estos sistemas se basan en la emisión de una onda y la posterior recepción de esa onda al chocar contra un objeto. Como en los demás sistemas, existen varias versiones del mismo:

- Artemis

En este caso, se coloca una unidad a bordo del buque (esta será una unidad móvil) y otra en alguna estructura cercana y dirigida a la colocada en el buque. Tiene un rango de varios kilómetros y un rendimiento bastante bueno frente a todas las condiciones meteorológicas, pero es una unidad que aporta mucho peso al buque.

- RADius y RadaScan

Estas se diferencian de la anterior en que no disponen de ninguna unidad móvil y sus transpondedores son mucho menores que los de la unidad Artemis. Sin embargo tienen un alcance de entre 500 y 1000 m.

Sistemas láser de posicionamiento

Estos sistemas se basan en la medición de la distancia y la demora entre el escáner y uno o varios objetivos fijos. Como en los demás sistemas, existen varias versiones del mismo:

- CyScan

Se trata de un sistema similar a un radar convencional, cuenta con un escáner que gira 360°/s, mientras emite un láser. A esto hay que añadirle que en el

objetivo hay instalados unos reflectores en los que se refleja el láser y es detectado nuevamente por el escáner. El equipo tiene un alcance de 2000m en condiciones ideales, pero las condiciones ambientales le afectan fuertemente, así como los movimientos de balance y cabeceo del buque por lo que debe instalar un sistema electromagnético que corrija automáticamente los movimientos del buque manteniendo el láser paralelo a la superficie del mar.

- Fan Beam

Este sistema es similar al anterior, pero el escáner de este realiza movimientos horizontales de izquierda a derecha con una amplitud de 20° , estos movimientos ajustan su dirección en función de la necesidad. Su alcance es de unos 500m y, al igual que en el caso anterior, se deben corregir los movimientos de balance y cabeceo.

Todos estos sistemas tienen algunas ventajas importantes. Al tener los objetivos materiales reflectantes su instalación es muy sencilla, además su precisión, en condiciones óptimas, es bastante alta. Sin embargo, también tienen sus desventajas principalmente provocadas por la lente ya que esta se puede ver afectada por el agua salada o por los humos de la cámara de máquinas y sus mediciones no serán precisas si recibe la luz del sol de forma directa o en presencia de luces cercanas.

Sistemas hidroacústicos de posicionamiento

Estos se basan en la medida del tiempo que tarda un impulso sonoro en viajar a través del agua. Son muy precisos en sus mediciones y ampliamente utilizados en los buques con DP. Se trata de la comunicación mediante frecuencias acústicas de los equipos transductores montados en el casco y los transpondedores situados en el fondo marino. Además, midiendo el tiempo de retardo entre la emisión y la recepción se puede definir la posición del buque en relación con la del transpondedor ya que el tiempo empleado es proporcional a la distancia que debe recorrer la señal.

Existen diversos tipos de sistemas basados en este principio de funcionamiento:

- SSBL (*Super-Short Baseline*)

Basados en la medición de la distancia y del ángulo en que se recibe la señal desde el transpondedor. Su nombre se debe a que la línea base sobre la que se miden los ángulos es menor de 10 cm y ubicada en un único transpondedor.

- SBL (*Short Baseline*)

A diferencia de los anteriores, este sistema está compuesto por varios transductores por lo que su precisión es superior a la de los SSBL. Se emplean en dragas o barcazas semisumergibles.

- LBL (*Long Baseline*)

Estos cuentan con un campo de transpondedores y la distancia entre este campo y el transductor es mayor que en los dos sistemas anteriores, por lo que los buques que lo emplean cuentan con una gran precisión. Se emplean en plataformas de perforación.

- MULBL (*Multi Users Long Baseline*)

Este sistema es muy similar al LBL, salvo que permite que los transpondedores puedan usarse por más de un buque al mismo tiempo.

Como hemos podido ver, estos sistemas cuentan con varios niveles de precisión dependiendo de cual se decida instalar en el buque, sin embargo las mediciones se pueden ver alteradas por ruidos indeseados. Además, en caso de que hubiera que repararlos esta reparación es dificultosa ya que los transductores se encuentran en el fondo del buque.

Sistemas inerciales

Se basan en el uso de un conjunto de sensores (acelerómetros, giroscopios) para obtener la aceleración de cada eje de movimiento y un ordenador para obtener la posición y velocidad mediante la integración de la aceleración, de modo que este sea capaz de estimar la posición, orientación y velocidad del buque sin necesidad de ninguna referencia externa no teniendo por tanto interferencias externas como otros sistemas. Estos sistemas se pueden emplear en combinación con cualquiera de los anteriores para aportarles una mejor fiabilidad y precisión, pero suele combinarse con los sistemas hidroacústicos y con los GNSS.

Además de estos sistemas podemos encontrar distintas combinaciones entre ellos que mejoren las prestaciones que ofrecen por separado.

6.1.4. Equipamiento de Clases

Ahora definiremos las distintas Clases de sistemas DPS existentes, que definen la fiabilidad mínima que debe tener un buque dependiendo del nivel o Clase que requiera^[38]. La IMO define cuatro niveles o Clases de equipos DP, cuya principal diferencia entre ellas es el nivel de redundancia y de SKC exigibles para cada una, en su circular MSC/Cir. 645 “*Guidelines for Vessels with Dynamic Positioning Systems*”:

. La Clase DPS-0 en la que el buque debe ser capaz de mantener de forma automática el rumbo y permitir un control manual de la posición. Se suele emplear cuando la pérdida de la posición no crea un peligro de pérdidas humanas ni daños materiales.

. La Clase DPS-1 en la que el buque debe ser capaz de mantener de forma automática el rumbo y la posición bajo determinadas condiciones ambientales máximas, además de permitir un control manual de la posición. Se suele emplear cuando la pérdida de la posición no crea un peligro de pérdidas humanas ni daños materiales, pero sí un posible daño medioambiental de pequeñas consecuencias.

. La Clase DPS-2 en la que el buque debe ser capaz de mantener de forma automática el rumbo y la posición bajo determinadas condiciones ambientales máximas incluso tras un fallo que no incluya la pérdida total por inundación o incendio. Se suele emplear cuando la pérdida de la posición crea un peligro de daños personales, contaminación o materiales de considerable coste económico.

. La Clase DPS-3 en la que el buque debe ser capaz de mantener de forma automática el rumbo y la posición bajo determinadas condiciones ambientales máximas incluso tras un fallo aunque este incluya la pérdida total por inundación o incendio. Se suele emplear cuando la pérdida de la posición puede causar accidentes fatales con enorme coste económico y de pérdida de vidas humanas.

Además de esto, hay tres subclases reconocidas por las Sociedades de Clasificación, como la *Germanischer Lloyds*, atendiendo a otras necesidades que puedan tener los buques como puede ser un buque que opere en el Ártico:

. La Clase DPS-3 (DPS-2) en la que el buque cuenta con distintas configuraciones del equipo DP cumpliendo con las exigencias de la Clase DPS-2 o la DPS-3.

. La Clase DPS-2 ICE en la que el buque cumple con las exigencias de la Clase DPS-2 y además deben estar preparados para trabajar en condiciones adversas de hielo y nieve.

. La Clase DPS-3 ICE en la que el buque cumple con las exigencias de la Clase DPS-3 y además deben estar preparados para trabajar en condiciones adversas de hielo y nieve.

También existe la serie DYNPOS, muy parecida a las anteriores pero con requerimientos adicionales para lograr una mayor disponibilidad y robustez, cada Clase de esta serie se corresponde con una de la serie DPS:

. La Clase DYNPOS-AUTS se corresponde con la Clase DPS 0.

. La Clase DYNPOS-AUT se corresponde con la Clase DPS 1.

. La Clase DYNPOS-AUTR se corresponde con la Clase DPS 2.

. La Clase DYNPOS-AUTRO se corresponde con la Clase DPS 3.

A continuación podemos observar en la tabla facilitada (Tabla 6.3) las redundancias necesarias de cada elemento del sistema DP dependiendo de la Clase, esta tabla presenta la redundancia mínima exigida.

Elemento Clase	Sistemas de posicionamiento	Sistemas de medición de rumbo	Sensores ambientales	Sistemas de control	Sistemas de propulsión	Sistema de generación y distribución de energía
DPS-0	0	0	0	0	1	Depende de la planta eléctrica
DPS-1	2	1	1	1	1	Depende de la planta eléctrica
DPS-2	3	3	2 por variable	2 (1 on-line, otro de soporte)	Diseño y distribución adecuados	Depende de la planta eléctrica
DPS-3	3	3 (1 en un compartimento separado)	2 por variable	3 (1 on-line, los otros de soporte)	Diseño y distribución adecuados	Depende de la planta eléctrica (Un generador separado)

Tabla 6.3 - Redundancia de sistemas según Clase (Fuente propia)

Del mismo modo adjuntamos una tabla (Tabla 6.4) que hemos encontrado mucho más detallada para una mejor comprensión:

Summary of DP System Requirements for ABS DPS Notations⁽⁴⁾ (1 November 2013)

Subsystem or Component	Equipment	Minimum Requirements for each Classification Notation				Remarks	
		DPS-0 ⁽³⁾	DPS-1	DPS-2	DPS-3 ⁽³⁾		
Power System	Generators and Prime Movers	Non-redundant	Non-redundant	Redundant	Redundant, in separate compartments ⁽³⁾	See Subsection 3/3	
	Main Switchboard	1	1	1 with bus-tie	2 with bus-ties, in separate compartments	See Subsection 3/5	
	Bus-tie Breaker	0	0	1	2		
	Distribution System	Non-redundant	Non-redundant	Redundant	Redundant, in separate compartments		
	Power Management ⁽²⁾	No	No	Yes	Yes		
Thrusters	Arrangement of Thrusters	Non-redundant	Non-redundant	Redundant	Redundant, in separate compartments	See Subsection 4/3	
Control System	DP Control: Number of Control Computers	0	1	2	2 + 1 in backup control station	See 5/3.5	
	Manual Position Control: Joystick with Auto Heading	Yes	Yes	Yes	Yes		
	Manual Thruster Control	Yes	Yes	Yes	Yes	See 4/9.5	
	Position Reference Systems	1	2	3	2 + 1 in backup control station	See Subsection 5/11, 10/3.3, 10/5.5, 10/7.3	
	Sensors:	Wind	1	2	3		2 + 1 in backup control station
		MRU ⁽³⁾	0	1	3		2 + 1 in backup control station
	Gyro	1	2	3	2 + 1 in backup control station		
	UPS	0	1	2	2 + 1 in separate compartment	See Subsection 3/9	
	Backup Control Station for Backup Unit	N/A	N/A	N/A	Yes	See 5/9.3	
	Consequence Analyzer	No	No	Yes	Yes	See Subsection 5/13	
	FMEA	No	No	Yes	Yes	See Subsection 2/11	

Notes:

- 1 DPS-0 is an ABS system class. It is a manual position control system fitted with automatic heading control and with a free-standing position reference system. DPS-2 and DPS-3 are in line with IMO equipment class 1, class 2 and class 3, respectively.
- 2 If all thrusters are direct diesel drive, a power management system is not required.
- 3 (1 November 2013) If position reference systems are dependent on correction of the measurements for roll and pitch noise, their associated MRUs are required.
- 4 (1 November 2013) For enhanced system (EHS-P, EHS-F and EHS-C), additional information is provided in Section 8, Table 1.
- 5 (1 November 2013) Where "separate compartments" is indicated, the equipment is to be located in separate compartments arranged to support the worst case failure design intent in respect of DPS-3 failure criteria.

Tabla 6.4 - Resumen de requerimientos según Clase (Fuente: ABS Guide for dynamic positioning systems - 2013)

6.1.5. Diseño robusto

A la hora de diseñar un sistema DP es recomendable seguir unas ciertas pautas que darán como resultado una buena fiabilidad del sistema:

- . Los sistemas principales del buque se deben diseñar de forma que sus elementos sean independientes dentro de lo posible evitando que el fallo de uno de estos elementos implique la pérdida de otros elementos.

- . Evitar conexiones innecesarias entre sistemas redundantes ya que esto puede ocasionar fallos de un sistema por el fallo del otro.

- . Las funciones de control de los elementos del sistema no deben centralizarse, de modo que los elementos importantes puedan entrar en servicio de forma independiente; así se evita el fallo de varios sistemas derivados de averías en los paneles de distribución.

. Se deben tener en cuenta todas las situaciones en las que pueda acaecer un fallo y diseñar consecuentemente para evitar el mayor número de fallos posibles.

. La resistencia del equipo DP es muy importante ya que una buena resistencia reduce las posibilidades de averías. El sistema debe funcionar en condiciones adversas, a altas temperaturas y altos niveles de humedad.

. El uso de distintos métodos de medida para obtener un único valor puede evitar la falta de dicha medición por fallo del método empleado.

Un sistema que tenga en cuenta estas directrices se puede considerar un diseño robusto, aunque obviamente deben tenerse en cuenta las necesidades propias de las operaciones del buque y las exigencias de Clase.

6.1.6. Documentación relacionada con los DP

Para certificar que un sistema de PD es válido, eficaz y de calidad suficiente se requiere de una serie de documentos y su mantenimiento. Estos documentos son de certificación de calidad o eficiencia del sistema e informativos de los distintos aspectos del sistema, del mismo modo, el operador del sistema debe acreditar su preparación para manejarlo^[34].

Como todo en un barco, las certificaciones y exigencias que requiere dependen de la Sociedad de Clasificación que lo regule, pero mencionaremos las pruebas que deben pasar la gran mayoría de los equipos del sistema a fin de demostrar unas capacidades mínimas:

Certificación FAT (*Factory Acceptance Test*)

Todo el equipamiento del buque debe someterse a esta prueba estando aún en fase de diseño o construcción avanzada.

Afinación mecánica

Una vez que los equipos instalados deben someterse a esta prueba, en ella se evalúa si los elementos estáticos funcionan como es debido.

Iniciación de los sistemas

A los equipos instalados se les realiza esta prueba que evalúa su funcionamiento en su función básica preestablecida, comprobando que no existen fallos de software.

Puesta en marcha

Sirve para comprobar que los sistemas responden correctamente, para ello se activan todos los equipos y se interactúa con ellos cambiando las condiciones de trabajo del buque.

Prueba FMEA (*Failure Modes and Effects Analysis*)

Es como la prueba de mar, son un requerimiento para los buques dotados de un sistema DPS-2 o DPS-3. Un bajo FMEA puede ser síntoma de una imposibilidad de utilización del buque en determinadas misiones industriales. Esta prueba evalúa la capacidad de actuación, comprobando que cumple con la capacidad de mantener la posición requerida por la Clase; la capacidad de protección, asegurándose de que no pueda fallar un equipo o sistema por el fallo de otro; la capacidad de detección, evaluando los paneles de alarmas, sensores de posición y demás; y la información, recopilando datos de los estados tras cualquier fallo producido en el sistema para poder mejorar las actuaciones del oficial que se haga cargo de manejar el sistema y para cerciorarse de que el buque cuenta con los medios necesarios para superar estas situaciones.

Estas pruebas deben hacerse siguiendo los procedimientos adecuados y en todas las condiciones que se especifican en la reglamentación.

Además de las certificaciones mencionadas, a bordo del buque se deben tener varios documentos que recogen la información sobre el diseño y manejo de todos los equipos críticos del sistema para su consulta en cualquier momento:

Manual de funcionamiento del panel de control DP

Descripción general del sistema con un diagrama que ilustre cómo se relacionan los distintos equipos del sistema

Explicación detallada del sistema de alarmas

Certificado del análisis de SKC

Explicación del freno de emergencia de los propulsores

Información sobre los sistemas de propulsión

Información sobre los sistemas de generación de energía

Información sobre los sistemas de control DP

Además de esto, como ya mencionamos anteriormente, se debe tener la certificación que confirme que el oficial que va a manejar el sistema sabe cómo hacerlo y qué decisiones tomar cuando haya una situación de riesgo.

6.2. Diseño del sistema

Llegados a este punto debemos saber con qué requerimientos de clase debe cumplir nuestro buque, para lo cual acudiremos a la siguiente tabla (Tabla 6.5):

Table 5-1 DP equipment class selection	
<i>ACTIVITY</i>	<i>CLASS</i>
a) Manned underwater operations where loss of position entails a high risk for divers or diver platforms.	3
b) Other manned underwater operations where loss of position entails risk for divers or diver platforms.	2
c) Support vessels for manned underwater operations conducted from work boats where loss of position for the support vessel has direct consequences for the work boat.	2
d) Drilling and well activities where well control is handled by a DP facility	3
e) Facilities that produce hydrocarbons	3
f) Flotels with gangway connected Two reference systems may be accepted for arrival and departure.	3
g) All activities within the safety zone Two reference systems may be accepted for arrival and departure. The need for relative position reference system(s) shall be evaluated considering the facilities displacements and the minimum clearance to the facility.	2
h) Activities with limited clearance to the facility where the vessel represents a risk to the facility The requirement applies if the vessel exceeds the vessel size the facility is designed for with regard to withstanding a collision and is working with a limited clearance to facility. Two reference systems may be accepted for arrival and departure. The need for relative position reference system(s) shall be evaluated considering the facilities displacements and the minimum clearance to the facility.	3
i) Loading operations from FSUs and FPSOs The requirement applies to the tank vessel	2
j) Loading operations from buoys (quick release available)	1

k) Other well activities The requirement applies to well maintenance facilities if well control is handled by another facility	2
l) Shallow drilling if one does not expect to encounter hydrocarbons and emergency disconnect is feasible in case of drift-off.	1
Notes to the table 1) For dynamic positioning, consideration should be given to the reference systems' limitations as regards reliability, accessibility and quality. 2) High risk as mentioned in a), means the cases when the diver does not have an unrestricted return to the diving bell, or where loss of the vessel's position can lead to loss of or damage to the diving bell, and possibly the associated bottom weight. 3) The requirement to equipment class 3 as mentioned in d), does not apply to all drilling and well activities. For shallow drilling, other requirements in the table may be relevant, such as the requirements in h), l) and emergency disconnect response time. Well activities that require equipment class 3 are e.g. well intervention including wire line operations. Other well activities as mentioned in k) may be well stimulations and unmanned underwater operations, including the use of remote-controlled sub-sea vessels or sub-sea tools.	

Tabla 6.5 - Tabla de clase requerida según operación (Fuente: Offshore Standard, DNV-OS-H203)

Como podemos observar nuestro buque requeriría un sistema de posicionamiento dinámico de Clase DPS-3.

Para realizar el diseño también debemos tener presente qué debemos incluir en él y por ello acudimos a la siguiente tabla (Tabla 6.6) basada en las recomendaciones que nos facilita el DNV con dicha información (DNV-RP-E307):

Sistemas			Sensores	
Sistemas de referencia absoluta recomendados				
GPS		N		3
DGNSS (DGPS + GLONASS)		S		
SBL		<700 m		
USBL/SSBL		<700 m		
LBL		>700 m		
Cable tirante		<350 m		
Núm mínimo		3		
Sistemas de referencia relativa recomendados si está en las proximidades de una estructura offshore				
Artemis		N		
Laser		N		
Radar		N		
Pasarela		N		
DARP-GPS		N		
Plataforma fija mínima		NA		
TLP/SPAR/etc < mín movimiento		NA		
TLP/SPAR/etc > mín movimiento		NA		
			N – No	
			S – Sí	
			NA – No aplica	
				Modos de control
				Meteorología
				Solo tiempo bajo
				NA
				Modo de control del DP
				Componente de la fuerza externa
				N
				Seguimiento de objetivo
				N
				Guiñada
				S
				Modo elevación pesada
				N

Tabla 6.6 - Sistemas, sensores y modos de control de una unidad flotante de producción (Fuente propia)

Así como las siguientes tablas (Tablas 6.7 y 6.8) que podemos encontrar en el reglamento del DNV con los requerimientos de la disposición del sistema y los requerimientos específicos de cada subsistema para la Clase DPS-3:

Electrical power system	Electrical system		Redundancy in technical design and physical separation
	Main switchboard		2 in separate compartments
	Bus-tie breaker		2, 1 breaker in each MSB
	Distribution system		Redundant, through separate compartments
	Power management		No
Thrusters	Arrangement of thrusters		Redundancy in technical design and physical separation
	Single levers for each thruster at main DP-control centre		Yes
Positioning control system	Automatic control; number of computer systems		2 + 1 in back-up control centre
	Manual control; independent joystick system with automatic heading control (2)		Yes
Sensors	Position reference systems		3 whereof 1 in back-up control centre
	External sensors	Wind	2 whereof 1 connected to back-up control system
		Gyro compass	3(1) whereof 1 in backup control centre
		Vertical reference sensor (VRS)	3 whereof 1 in back-up control centre
UPS			2 + 1 in back-up control centre
Printer			Yes (6)
Back-up control centre for dynamic positioning control back-up system			Yes
<p>1) One of the three required gyros may be replaced by a heading device based upon another principle, as long as this heading device is type approved as a THD (Transmitting Heading Device) as specified in IMO Res. MSC.116 (73). For notation DYNPOS-AUTRO and DPS 3 this is not to be the gyro placed in the back-up control centre. When heading input based on other principles than gyros will give clear advantages sensors based on other principles may be accepted based upon special considerations. When such considerations are made the total heading device installation must be considered in view of redundancy, robustness and failure tolerance both with respect to the number of heading devices installed, principles used, and the installation of the equipment with respect to signal transmission, power supply and physical installation, including separation when required.</p> <p>2) The heading input may be taken from any of the required gyro compasses.</p> <p>6) The printer may be replaced by a separate electronic data logger, provided the data is stored on redundant electronic media (the DP-control system operator stations may be used as redundant storage media) and the data logger has UPS supply in compliance with Sec.5E. The data logger must have HMI and functionality in place for the operator to access and view the stored data in an efficient manner. The data logger must have capacity for storage of data for minimum 7 days of operation. It must be possible to upload to offline storage media, for data storage longer than the logger capacity. (The data logger should preferably be time synchronised with other alarm and logging systems to support performance and incident analysis.)</p>			

Tabla 6.7 - Disposición del sistema DPS-3 (Fuente: Rules for classification of ships, part 6 chapter 7)

Thruster configuration without stern thrusters, i.e. side thrust based on combination of rudders and propellers.	No
Redundancy can be based upon change over of a single stern thruster.	No
Redundancy can be based upon automatic change-over of redundant duty-standby pumps in accepted common piping systems.	No
Additional monitoring requirements for steering gear.	No
Power Management System required.	No

Common static components may be accepted in redundant fuel oil, fresh water cooling and pneumatic systems.	No
Number of VRSs required.	3
Number of wind sensorss required.	2
Loop monitoring of emergency stop loops.	No
HMI for position reference systems requiredoutside DP-control system operator station(s).	No
Main DP-control system shall include a joystick mode.	No
ERN required.	No
Class entry from other class societies will be based on corresponding valid notation from losing class society.	Yes
Class entry from other class societies requires documentation approval and testing (functional and FMEA) at entry.	No

Tabla 6.8 - Requerimientos específicos de cada subsistema para la Clase DPS-3 (Fuente: Rules for classification of ships, part 6 chapter 7)

Como ya hemos mencionado anteriormente en este trabajo, un sistema DPS-3 debe incluir:

- El centro de control separado por un aislamiento A-60 del centro principal, pero con un acceso fácil desde el centro de control de DP principal.
- Un modo de control de posición automática que conste de al menos dos sistemas de control independientes entre sí.
- Un sistema de mando de control independiente con control automático de rumbo.
- Palancas manuales para cada propulsor.
- Un sistema de copia de seguridad automática del control de posicionamiento DP.

Cuando el requisito mínimo es de dos propulsores de popa, dos propulsores de proa y dos propulsores longitudinales:

- Al menos dos palancas para los propulsores que proporcionan el empuje transversal hacia adelante.
- Al menos dos palancas para los propulsores de popa que proporcionan empuje transversal.
- Al menos dos palancas para propulsores que proporcionan el empuje longitudinal.

Así mismo el sistema de control DP de *back-up* debe incluir un modo de control de posición automática, y estar interconectado con una posición de referencia,

VRS y Girocompás que será capaz de operar independientemente del sistema principal.

Del mismo modo, hemos de mencionar que se recomienda realizar una prueba anual a estos sistemas en la que se asegure que se ha realizado el mantenimiento debido, de acuerdo a su especificación. Del mismo modo debe incluir también un análisis de todos los componentes y subsistemas importantes, como es la capacidad de mantenimiento de la posición del buque y la capacidad de respuesta a los fallos.

6.2.1. Sistemas de propulsión

El diseño del sistema de propulsión destinado al posicionamiento dinámico se debe realizar teniendo en cuenta la acción de la hidrodinámica y la aerodinámica sobre la superficie del buque, así como la redundancia necesaria para poder funcionar en caso de fallo. Además hemos de poder girar el buque teniendo como eje de giro en el centro de la torre de extracción, ya que esta dispondrá de un sistema “*drag chain*” como ya mencionamos en el capítulo 4.

Para realizar el diseño adecuado hemos de considerar varios puntos: el número, la ubicación y la dimensión de los propulsores a emplear; la estimación preliminar de las necesidades de energía para el posicionamiento y el diseño de la propulsión final.

Número, ubicación y dimensión de los propulsores a emplear

La potencia del motor se puede estimar por la fórmula de Landsburg (Ecuación 6.1), con un valor K deducido de la tabla siguiente (Tabla 6.9) y el desplazamiento de verano del buque:

$$P = K * DISW^{2/3}$$

Ecuación 6.1 - Fórmula de Landsburg para la estimación de potencia
(Fuente: Apuntes de la asignatura de Proyectos de arquitectura naval)

Tipo de buque	K
Ferry	1,75
Carguero	0,9
Granelero	0,75
Draga	1,1

Tabla 6.9 - Coeficiente K para la estimación de potencia (Fuente: Apuntes de la asignatura de Proyectos de arquitectura naval)

Ya que en la tabla no disponemos de un coeficiente para buques *offshore* cogeremos el coeficiente aplicable a buques cargueros:

$$P = 0.9 * 241287^{2/3} = 3488KW$$

Por tanto la potencia mínima que debe disponer nuestro buque ha de ser 3488KW, la cual nosotros repartiremos entre 8 propulsores azimutales siguiendo con la disposición previa de los propulsores instalados en nuestro buque base. Debemos tener en cuenta que esta fórmula es aplicable a los *thrusters* de proa por lo que la estimación no es muy fiable a nuestro propósito.

Sabiendo el número de propulsores y la potencia total se puede estimar la potencia que debe tener cada propulsor mediante la siguiente ecuación (Ecuación 6.2):

$$P_{Tot} = P_i(n + 1) + 15\sqrt{nP_i}$$

Ecuación 6.2 - Potencia total disponible
(Fuente: Thrust Required and Holding Capacity, por Riddle Steddum y Robert P. Herrmann)

Donde P_i es la potencia continua de un único propulsor en HP y n es el número total de propulsores. Por lo que obtenemos una potencia individual de:

$$\begin{aligned} P_i &= \frac{-15^2n \mp \sqrt{(15^2n)^2 - 4 * (n + 1)^2 * (-P_{Tot}^2)}}{2 * (n + 1)^2} \\ &= \frac{-1800 \mp \sqrt{3240000 + 4 * 81 * 12166144}}{2 * 81} = \frac{-1800 \mp 62810}{162} \\ &= 377KW \end{aligned}$$

Todos los propulsores serán idénticos para de este modo reducir los costos de repuestos y mantenimiento. En caso de que esta potencia sea la adecuada emplearemos unos propulsores de 400KW de la marca Masson y un factor de rendimiento de 0.81^[39].

Estimación preliminar de las necesidades de energía para el posicionamiento

Esto se calculará empleando la norma por la que se rige la capacidad de mantenimiento de la posición en el Golfo de México (GOM), desarrollada por Howard Shatto. Esta norma establece que la carga de viento de 61 kn no debe superar el 80% del empuje total disponible.

Ahora calcularemos el número de Howard Shatto's *Sanity Check* (HSSC) de modo que podamos comprobar que la potencia elegida es adecuada (Ecuación 6.3):

$$\text{HSSC} = \frac{(0.8)\text{Available Thrust}}{\text{Beam Wind Load @ 61Kts}} = \frac{0.8nT_fP_i}{B_dV_{61}^2}$$

Ecuación 6.3 - Número HSSC (Fuente: Thrust Required and Holding Capacity, por Riddle Steddum y Robert P. Herrmann)

Donde: n se refiere al número total de propulsores, P_i es la potencia continua de un único propulsor en HP y T_f Se refiere al factor de rendimiento del propulsor en kn/MW ó kips/HP; todo esto es el empuje de nuestro buque. Y donde: B_d es el coeficiente de arrastre del viento cuando da de costado en $\text{kn}/(\text{m/s})^2$ ó kips/kt^2 y V_{61} es la velocidad del viento a 61kn en m/s ó kn; todo esto es la acción del viento sobre el costado del buque (considerado como la peor condición) a 61kn.

Éste número debe ser mayor o igual que 1 para que se pueda considerar que la potencia instalada es correcta, para ello en primer lugar debemos conocer el valor de B_d y V_{61} , por lo que emplearemos la siguiente expresión (Ecuación 6.4)^[41]:

$$B_d = C_{yw} = C \frac{\left(\frac{V_S}{V_R}\right)^2 * A_S + \left(\frac{V_H}{V_R}\right)^2 * A_H}{A_y}$$

Ecuación 6.4 - Coeficiente de arrastre del viento al dar de costado (Fuente: Estudio paramétrico de las fuerzas en sistemas de amarre para buques amarrados en puertos, por Denise Da Costa González)

Donde: C es un coeficiente empírico, V_S es la velocidad promedio del viento sobre la superestructura, V_R es la velocidad promedio del viento a 10 m sobre el nivel del mar (velocidad de referencia), V_H es la velocidad promedio del viento sobre el casco, A_y es la proyección longitudinal del área del buque, A_S es la proyección longitudinal del área de la superestructura y A_H es la proyección longitudinal del área del casco.

El coeficiente C viene determinado por la siguiente tabla (Tabla 6.10):

Buque	C	Ejemplos
De casco grande	0.82	Portaviones
Típico	0.92	Barcos con una superestructura de área moderada.
Con superestructura extensa	1.02	Cruceros, destroyers.

Tabla 6.10 - Coeficiente empírico (Fuente: Estudio paramétrico de las fuerzas en sistemas de amarre para buques amarrados en puertos, por Denise Da Costa González)

Por lo que en nuestro caso tendremos un coeficiente de 1.02. Por otra parte, los coeficientes $\frac{V_S}{V_R}$ y $\frac{V_H}{V_R}$ se pueden sustituir por $\left(\frac{h_S}{h_R}\right)^{1/7}$ y $\left(\frac{h_H}{h_R}\right)^{1/7}$ respectivamente; donde h_S es la altura promedio de la superestructura, h_H es la altura promedio del casco y h_R es la altura de referencia (10 m); datos que tomaremos de los planos que disponemos.

$$B_d = C \frac{\left(\frac{V_S}{V_R}\right)^2 * A_S + \left(\frac{V_H}{V_R}\right)^2 * A_H}{A_y} = C \frac{\left(\left(\frac{h_S}{h_R}\right)^{1/7}\right)^2 * A_S + \left(\left(\frac{h_H}{h_R}\right)^{1/7}\right)^2 * A_H}{A_y}$$

$$= 1.02 \frac{\left(\left(\frac{33.62}{10}\right)^{1/7}\right)^2 * 5182.81 + \left(\left(\frac{9.96}{10}\right)^{1/7}\right)^2 * 2253.61}{7436.42} = 1.31$$

Por tanto, obtenemos un número de de Howard Shatto de:

$$HSSC = \frac{0.8nT_fP_i}{B_dV_{61}^2} = \frac{0.8 * 8 * 0.81 * (400 * 1.34)}{1.31 * 61^2} = 0.57$$

Como vemos el potencia no es suficiente, debemos aumentar la potencia de los propulsores. Si en su lugar instalamos propulsores azimutales Wärtsilä WST-11 de 900KW y un factor de rendimiento de 0.85^[40], decisión tomada por el método de prueba y error:

$$HSSC = \frac{0.8nT_fP_i}{B_dV_{61}^2} = \frac{0.8 * 8 * 0.85 * (900 * 1.34)}{1.31 * 61^2} = 1.35$$

Al realizar esta modificación, la potencia de nuestro sistema propulsor será de:

$$P_{Tot} = 900(8 + 1) + 15\sqrt{8 * 900} = 9372.79KW$$

La alimentación del sistema propulsor de 9372.79 KW se ha dividido igualmente en ocho propulsores azimutales, como ya hemos comentado previamente, de 900 KW cada uno. Cuatro propulsores se disponen en proa y los cuatro restantes en popa. El criterio para la colocación de dichos propulsores ha sido atender a la colocación de la propulsión que el buque base

tenía inicialmente. Además, para los buques con posicionamiento dinámico DPS-3 el peor fallo que se considera es la pérdida completa de una barra, con la consiguiente pérdida de todos los elementos propulsores acoplados a ella, y con esta distribución se puede paliar esta situación en caso de que ocurra.

Diseño de la propulsión final

Para completar el diseño de la propulsión debemos comentar que la propulsión instalada funciona a 348 rpm y las siguientes dimensiones (de cada *thruster*): ØA de 1600 mm, correspondiente al diámetro de la hélice; ØB de 2000 mm y C de 2700 mm (Ilustración 6.4).



Ilustración 6.3 - Propulsor Wärtsilä modelo WST-11 (Fuente: <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/propulsors-gears/thrusters/wartsila-steerable-thrusters>)

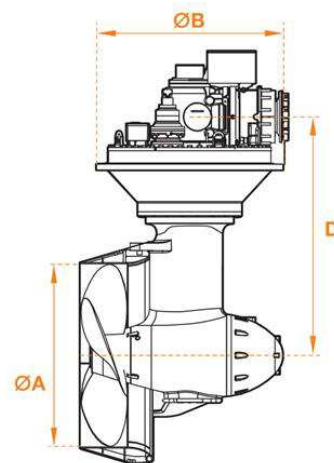


Ilustración 6.4 - Dimensiones de los propulsores (Fuente: <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/propulsors-gears/thrusters/wartsila-steerable-thrusters>)

6.2.2. Sistemas de generación y distribución de energía

Para buques de Clase 3 debe existir una separación física de los generadores y los cuadros, de forma que un incendio no desemboque en una incapacidad total. Además, con varios generadores diesel, existe más flexibilidad en la operación día a día. A esto debemos añadir que los equipos de bajo voltaje, como los controladores, consolas y periféricos deben de estar alimentados por una fuente de energía independiente en caso de emergencia (UPS). El sistema de generación de energía empleado se gestiona y monitoriza en todo momento por un sistema de gestión de energía.

En resumen, debe disponerse de una cierta redundancia en los generadores de energía, en compartimentos separados, dos cuadros principales con bus abierto en compartimentos separados, una gestión de la energía generada y dos UPS separados en diferentes compartimentos.

Además de esto, se debe contemplar la distribución de la energía, la cual también debe cumplir ciertos niveles de redundancia. Para cumplir con la Clase 3, los conmutadores de barras deben de estar abiertos, por lo que cada sección de cuadro opera de una manera independiente y evitando que un fallo, tal como un cortocircuito, se transfiera por todo el sistema pudiendo llegar a causar un *black-out*. También se instala un cableado independiente para cada sistema.

Por tanto nuestro buque dispondrá de una planta de potencia del tipo diesel-eléctrica con varios generadores y dos cuadros principales con bus abierto, en compartimentos separados; Un sistema de gestión de energía y dos UPS, también en compartimentos separados. Teniendo en cuenta que cada sección de cuadro opera de una manera independiente.

6.2.3. Sistemas de posicionamiento

Para buques con esta Clase de posicionamientos se requieren 4 PRS independientes (de modo que si uno fallara el buque seguiría cumpliendo con su Clase) y basados en principios completamente diferentes, otorgando de este modo la opción de voto lógico y descartar el elemento que esté abasteciendo al sistema con datos desviados.

Por ello emplearemos un sistema DGNSS (DGPS + GLONASS), que como ya hemos comentado se basa en el posicionamiento por trilateración (Ilustraciones 6.5 y 6.6); un sistema Artemis, basado en las ondas radar (Ilustración 6.7); un sistema CyScan, basado en las ondas laser (Ilustración 6.8); y un sistema LBL, basado en la hidroacústica (Ilustración 6.9).

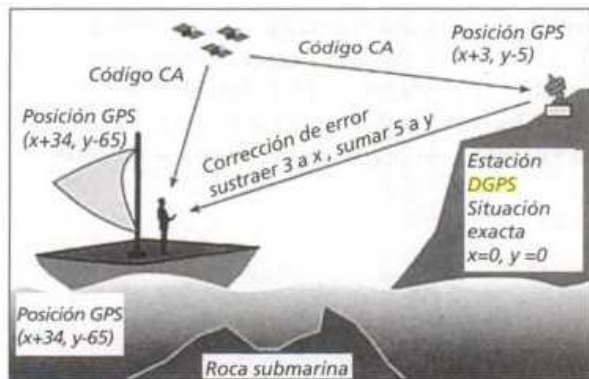


Ilustración 6.5 - Sistema DGNS (Fuente:
https://books.google.es/books?id=orjnvjPqELcC&pg=PA241&lpg=PA241&dq=sistema+de+posicionamiento+global+diferencial+dgps+buque&source=bl&ots=IkviGFgqdN&sig=U4K8Lj0Zk5gEA_4HwKBy5wY5RAs&hl=es&sa=X&ei=EXpKVaydHlaAU_2HgOAK&ved=0CDIQ6A
HgOAK&ved=0CDIQ6A

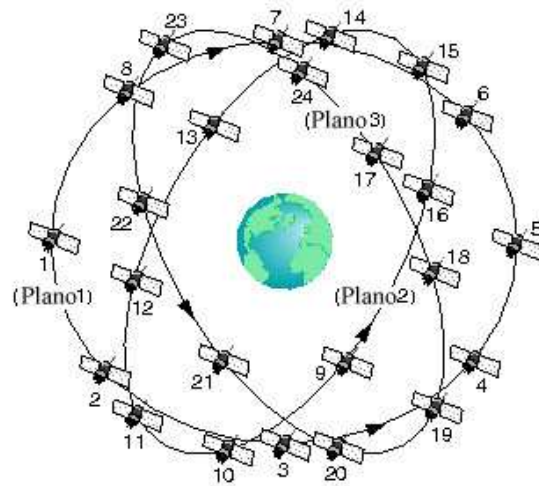


Ilustración 6.6 - Constelación GLONASS (Fuente: GLONASS (Global Navigation Satellite System), por Isaac Solano Martín

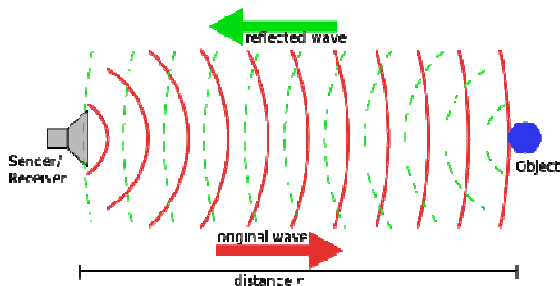


Ilustración 6.7 - Sistema por ondas radar (Fuente:
<http://tecnologia2vayainvento.blogspot.com.es/2014/04/radar-y-sonar.html>)

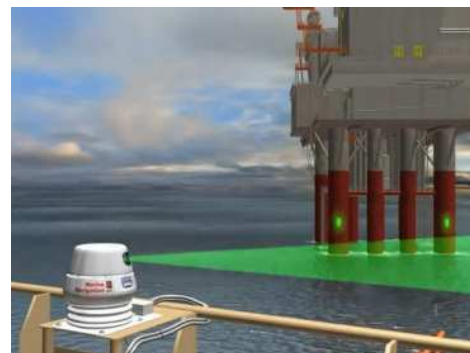


Ilustración 6.8 - Sistema CyScan (Fuente:
<http://nauticadynamics.com/Useful-Links.php>)

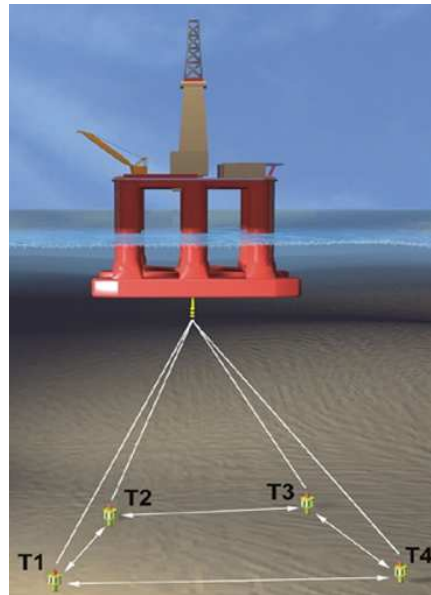


Ilustración 6.9 - Sistema LBL (Fuente:

[http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0239.nsf/obj/LBLbig.jpg/\\$File/LBLbig.jpg?OpenElement](http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0239.nsf/obj/LBLbig.jpg/$File/LBLbig.jpg?OpenElement))

Salvo en el sistema DGNSS, los receptores fijos se deben situar atendiendo al alcance de cada sistema.

6.2.4. Sistemas de medición de rumbo

Para buques con esta Clase de posicionamientos se requieren 3 giroscopios, de los cuales uno debe situarse en un compartimento remoto para cumplir con los principios de la subdivisión, otorgando de este modo la opción de voto lógico y descartar el elemento que esté abasteciendo al sistema con datos desviados. Estos giróscopos utilizados en los "DP" son idénticos a los utilizados en buques convencionales (Ilustración 6.10).



Ilustración 6.10 - Giroscopio (Fuente: <http://www.thinkstockphotos.es/image/foto-de-stock-naval-gyrocompass-monochrome-photo/178565220>)

6.2.5. Sensores ambientales

Deben disponerse 2 sensores por cada variante, aunque se suele disponer un tercer sensor en una estación de *back-up* por seguridad. El buque dispondrá de sensores de referencia vertical o MRU (Ilustración 6.11), basado en acelerómetros, sensores de velocidad y dirección del viento (Ilustración 6.12) y sensores de temperatura del agua (Ilustración 6.13).



Ilustración 6.11 - MRU (Fuente: <http://www.nauticexpo.es/prod/edgetech/sensor-movimientos-rov-buque-29074-333000.html>)



Ilustración 6.12 - Sensor de viento (Fuente: <http://www.nauticexpo.es/fabricante-barco/sensor-anemometros-17307.html>)



Ilustración 6.13 - Sensor de temperatura del mar (Fuente: <http://www.nauticexpo.es/prod/airmar/sensor-temperatura-agua-mar-buque-22646-312222.html>)

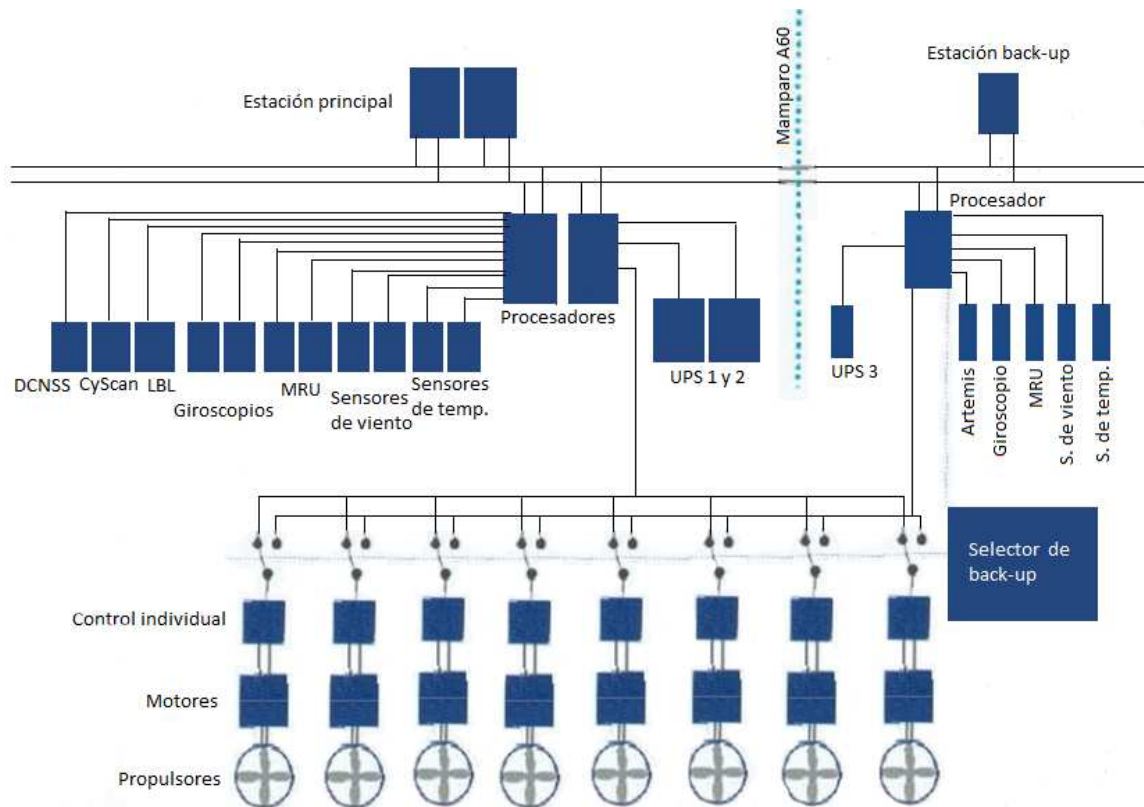
6.2.6. Sistemas de control

Al tratarse de un sistema DPS-3 se debe disponer de dos ordenadores de control en la sala de control principal y otro ordenador de control en una sala de control alternativa. Del mismo modo cada propulsor debe ser controlado individualmente; es decir debe disponer de un control propio, y también se debe tener un control manual (*joystick* con *auto-heading*).

Como ya sabemos, el control activo de las hélices e impulsores laterales contrarresta las fuerzas ambientales, e impide la desviación respecto a la posición especificada, con una precisión en el mantenimiento de la posición que permite efectuar la operación de trasbordo de carga con total seguridad. Después de introducir los datos de rumbo y posición, son procesados por el ordenador, variando las señales de control de empuje a los propulsores auxiliares y hélices principales. El ordenador siempre proporciona el empuje óptimo independientemente del número de propulsores en uso.

El buque también podrá maniobrarse manualmente mediante un control de "joystick" para la posición y mando giratorio para el rumbo.

6.2.7. Esquema



6.3. Estudio de fiabilidad

Con esto hemos decidido realizar un estudio de fiabilidad básico, sin entrar en detalles ni en el suministro de energía.

Emplearemos como fiabilidad de los distintos elementos los siguientes valores:

Est. Control	0.9	MRU	0.8	LBL	0.85
Proc.	0.8	Gyro	0.75	Artemis	0.8
T.	0.7	DGNSS	0.95	P	0.7
V.	0.65	CyScan	0.9	Sel Back-up	0.9

Siendo: Est. Control las distintas estaciones de control; Proc., los procesadores de la información obtenida por los distintos sensores; T., los sensores de temperatura; V., los sensores de viento; MRU, los sensores de referencia

vertical; Gyro, los girocompases o acelerómetros; DGNSS, CyScan, LBL y Artemis, los distintos sistemas empleados para el posicionamiento; P, los *thrusters* que dispone el buque para su movimiento; y Sel. *Back-up*, el selector de *Back-up*.

Antes de hacer el estudio debemos esquematizar el sistema (Ilustración 6.14) con miras a la fiabilidad, teniendo claro que las conexiones entre elementos que en se reflejen no son necesariamente físicas, más bien señalan la necesidad de que un elemento funcione previamente para que otro también lo haga o el sistema opere como es debido.

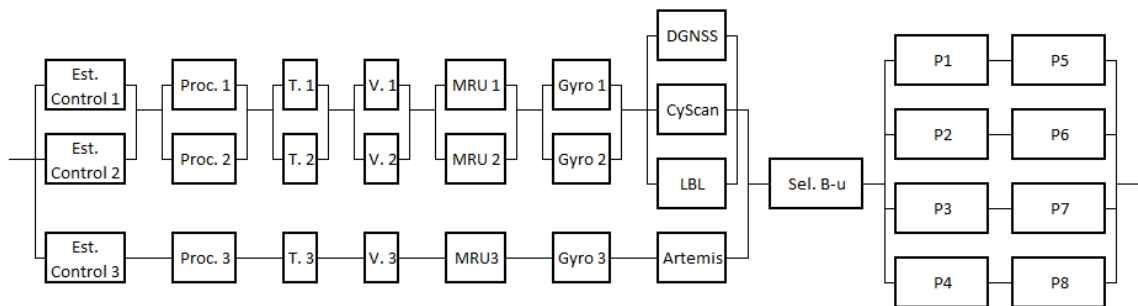


Ilustración 6.14 - Esquema de fiabilidad (Fuente propia)

Como podemos ver, es un sistema con 31 elementos a analizar por lo que lo hemos dividido en partes para que nos sea más sencillo su estudio (Ilustración 6.15):

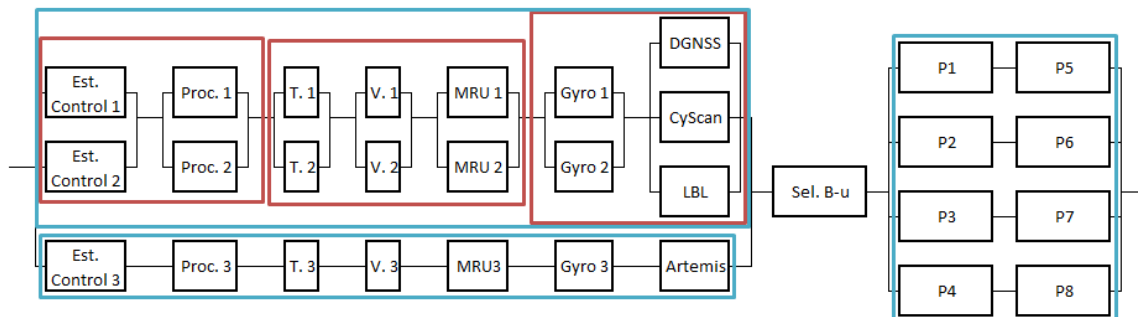


Ilustración 6.15 - División del esquema de fiabilidad (Fuente propia)

En primer lugar hemos analizado lo que está dentro de los recuadros rojos individualmente, después hemos procedido a realizar el estudio de lo enmarcado en los cuadros azules, también de forma independiente, y finalmente hemos realizado el estudio del sistema completo, quedando de esta forma un simple sistema de 4 elementos.

Acotación caminos y cortes mínimos	0,5119	$\leq R \leq$	0,59952
Acotación mínimo – máximo	0,12702	$\leq R \leq$	0,9113
Acotación serie – paralelo	0,08658	$\leq R \leq$	0,9976
Acotación final	0,5119	$\leq R \leq$	0,59952

Tabla 6.11 - Acotaciones de fiabilidad del sistema (Fuente propia)

Con estas acotaciones presentes, realizamos el estudio de la fiabilidad exacta y empleamos también el método de Monte Carlo (Tabla 6.12):

Fiabilidad Exacta	Acotacion Minima	Acotacion Maxima	Monte Carlo
0,60	0,51	0,60	0,60

Tabla 6.12 - Resultados de la fiabilidad del sistema (Fuente propia)

En el anexo incluimos el estudio de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal, ya que incluir todo el estudio sería demasiado copioso.

Capítulo 7. Presupuesto

Esta sección es indispensable y en ella se ha de reflejar, lo más claramente posible, una aproximación del costo de todo lo desarrollado en el proyecto. En el presupuesto no se tendrá en cuenta los beneficios de la empresa constructora ni los costos de gestión, valor añadido, que habitualmente es de entre el 20 y el 30% del coste de construcción.

Para poder llevar a cabo la correcta determinación del coste del proyecto, se realizará una discretización por partidas, siendo las más importantes las referentes al acero, armamento, motor y equipos.

El presupuesto será dividido en las siguientes partidas:

- Torre
- Equipo de extracción
- Sistema de posicionamiento dinámico

7.1. Torre

En el coste de la torre se consideran únicamente elementos de acero, por ello para establecer el coste del mismo se multiplicarán los kilos necesarios para construirla por el valor de montar, y soldar los elementos del mismo (planchas y refuerzos).

Tenemos que nuestra estructura tiene un peso de 417903.03 kg, peso facilitado por el programa Dlubal RFEM 5 que como era de esperar es superior al que calculamos anteriormente debido al reforzado de la estructura, y el precio por kg es obtenido del estudio de construcciones anteriores, pudiéndose basar el mismo en 5,75 €/kg.

$$Coste_{acero\ torre} = 5.75 \frac{\text{€}}{\text{Kg}} * P_{acero\ casco} = 5.75 * 417903.03 = 2402942.42 \text{ €}$$

Este precio unitario incluye el coste de cortar, conformar montar y soldar las planchas a bordo, además de cubrir los costes generados debidos a los sobrantes de acero al realizar los cortes de las planchas.

A esto debemos incluirle el 5% del coste total del buque debido a los costes de ingeniería, gestión y pruebas:

$$Coste_{ingenieria} = 0.05 * 2402942.42 = 120147.12 \text{ €}$$

Luego el coste asciende a:

$$Coste_{torre} = 2402942.42 + 120147.12 = 2523089.54 \text{ €} \approx 2.5 \text{ M€}$$

7.2. Equipo de extracción

En el coste del sistema de extracción se consideran únicamente el coste de la bomba y el motor así como el coste de los *risers* y tuberías diseñados. Obviamente, un presupuesto completo de este sistema deberá incluir los revestimientos y protecciones que se vayan a emplear para los *risers*.

El coste de la bomba^[42] y el motor^[43] viene fijado por el fabricante, a lo que hay que añadirle el coste de su instalación, se puede afirmar que la instalación de estos equipos supone un total de 50 horas, el precio medio de la hora trabajada se puede estimar en un valor de 30 €/h, esto hace que el coste resulte:

$$Coste_{bomba\ y\ motor} = 2 * 80000 + 2 * 30000 = 220000 \text{ €}$$

$$Coste_{mano\ de\ obra} = 50 * 30 = 1500 \text{ €}$$

$$Coste_{total\ bb\ y\ mm} = 221500 \text{ €}$$

Las tuberías de acero^[45] con su mano de obra tienen un coste de:

$$Coste_{tuberia} = 4.7 \frac{\text{€}}{\text{m}} * 13.9 + 2 * 15 = 95.33 \text{ €}$$

Y el coste de los *risers* híbridos^[44] asciende a:

$$Coste_{risers} = (20 + 4) * 15385 = 369240 \text{ €}$$

Este precio incluye el coste de cortar, conformar montar y soldar las planchas a bordo, además de cubrir los costes generados debidos a los sobrantes de material al realizar los cortes necesarios.

A esto debemos incluirle el 5% del coste total del buque debido a los costes de ingeniería, gestión y pruebas:

$$Coste_{ingeniería} = 0.05 * (221500 + 95.33 + 369240) = 29541.67 \text{ €}$$

Luego el coste total es de:

$$Coste_{sist.extracción} = 221500 + 95.33 + 369240 + 29541.67 = 620377 \text{ €}$$

$$\approx 0.6 \text{ M€}$$

7.3. Sistema de posicionamiento dinámico

En este punto debemos calcular el coste de adquisición e instalación de los equipos que hemos establecido en el capítulo 6 y forman parte del sistema.

Los costes de adquisición de los equipos los obtendremos de los catálogos de precios disponibles en la red (Tabla 7.1):

Sistema	Equipo	Núm.	Coste unitario (€)	Total (€)
Propulsión	Propulsor azimutal Wärtsilä WST-11 de 900KW	8	813050 ^[46]	6504400
PRS	DGNSS	1	1293 ^[47]	1293
	Artemis	1	1349 ^[48]	1349
	CyScan	1	16992.35 ^[49]	16992.35
	LBL	1	6950 ^[50]	6950
Medición de rumbo	Giroscopio	3	16300* ^[51]	16300
Sensores ambientales	Referencia vertical o MRU	3	850	2550
	Velocidad y dirección del viento	3	1195 ^[52]	3585
	Temperatura del agua	3	149.95 ^[53]	449.85
Control	Ordenador de control	3	7920.17 ^[54]	23760.5

Tabla 7.1 - Coste de adquisición de los equipos de un DPS (Fuente propia)

* Este precio incluye los 3 que se requieren ya que se trata de un sistema integrado.

Esto hace un montante de:

$$Coste_{equipos\ DPS} = 6577629.7 \text{ €}$$

Una vez que tenemos el presupuesto necesario para la compra de todos los equipos debemos añadir el coste de la mano de obra, que depende directamente del número de horas trabajadas, sin incluir todas las tareas que hayan sido llevadas a cabo por empresas subcontratadas ya que un 50% de los equipos antes mencionados incluyen en su presupuesto un coste de llave en mano. Para establecer el número de horas trabajadas se ha recurrido a la experiencia de la empresa en proyectos similares, ajustando a las características concretas del caso que nos ocupa.

Sin contabilizar las horas trabajadas por las empresas subcontratadas, se puede afirmar que la instalación de estos equipos supone un total de 800 horas. El precio medio de la hora trabajada se puede estimar en un valor de 30 €/h, esto hace que el coste resulte:

$$Coste_{mano\ de\ obra} = 800 * 30 = 24000 \text{ €}$$

Igualmente se debe considerar el coste del cableado necesario, que se estima de un 15% del coste total de los equipos y sus horas de trabajo:

$$Coste_{cableado} = 0.15 * (6577629.7 + 24000) = 987004.5 \text{ €}$$

Del mismo hay que incluir el 5% del coste total del buque debido a los costes de ingeniería, gestión y pruebas:

$$Coste_{ingenieria} = 0.05 * (6577629.7 + 24000 + 987004.5) = 378351.7 \text{ €}$$

Por tanto, tenemos un total de:

$$Coste_{DPS} = 6577629.7 + 24000 + 987004.5 + 378351.7 = 7945385.9 \text{ €} \approx 7.9 \text{ M€}$$

7.4. Total

Con todo esto la facturación asciende a:

$$Coste_{total} = 2523089.54 + 620377 + 7945385.9 = 11088852.4 \text{ €} \approx 11 \text{ M€}$$

Capítulo 8. Conclusiones y trabajos futuros

El desarrollo de un proyecto de esta índole es muy complejo y la documentación relacionada es escasa, por lo que requiere de un gran número de herramientas que permitan llevar a buen puerto la conclusión del mismo.

En la actualidad se dispone de soportes informáticos que simplifican notablemente el trabajo requerido, pero por otro lado implican un correcto conocimiento de uso además de ser fundamental disponer de un criterio capaz de garantizar la veracidad de los resultados emitidos por el programa.

En consecuencia, tanto la investigación previa de los artefactos offshore y sus sistemas, el aprendizaje del uso de programas como el análisis de los resultados han de ser considerados los tres grandes problemas a los que se enfrenta un proyectista novel.

Como conclusiones podemos afirmar que se ha diseñado una torre de extracción dentro de los parámetros de diseño de estas estructuras y cumpliendo con la normativa en vigor. Sin embargo un análisis más detallado podría revelar fallos en su diseño y el análisis de fatiga que, por no ser parte del alcance de este proyecto, no se le ha realizado es de suma importancia por lo que sería un futuro trabajo a plantear.

Del mismo modo, se ha diseñado un sistema de extracción acorde con el yacimiento de extracción y sus requerimientos. Aunque un estudio más exhaustivo de la zona y el pozo de operación haría que el diseño se adecuara más y se pudiera optimizar; además sólo se ha realizado el cálculo estático simplificado (manual) de los *risers* por lo que sería conveniente hacer el estudio dinámico de los mismos.

Por último hemos definido los equipos necesarios para el sistema de posicionamiento dinámico, pero no le hemos puesto las interconexiones entre ellos por lo que en un futuro trabajo y desarrollo se debería completar el diseño de este sistema.

Por otro lado, concluir que el desarrollo de este proyecto me ha proporcionado un aprendizaje adicional, tanto de estructuras offshore como de sus sistemas y análisis a realizar, al obtenido a lo largo de mis estudios en este grado.

Apéndice A. Estudio estadístico de las torres

Buque	Zona de operación	Medida superestruc tura (m)	Diámetro inferior torre (m)
ABO FPSO	Gulf of Guinea, Nigeria - Yacimiento Abo	25	14
ADITI		24	15
ACQUA BLU	Campo Mila, Italia - Campo Montedison	27	12
ACHILLES		26	13
AGBAMI FPSO	Nigeria - Yacimiento agbami	23	14
AILSA CRAIG	oeste de África, en dirección a Fujairah	25	16
AL ZAAFARANA	Gulf of Suez, Egypt - Yacimiento Warda	24	17
AL KAHERA	Bandera Egipcia	28	18
ALBA FSU	Alba - Mar del Norte (Chevron U.K. Ltd.)	26	15
ALFARES		23	12
ALBA	Alba – Mar del Norte (Chevron U.K. Ltd.)	25	13
ALBA		24	14
AMAR		27	17
ALPHARD STAR		25	18

AOKA MIZU	North Sea, UK	26	16
APOLLO SPIRIT		23	18
ARMADA		24	14
ARMADA PERDANA	Nigeria - Yacimiento Oyo	27	16
ASIAN ENERGY		25	18
ARMADA TGT		26	12
ASGARD A	North Sea, Norway	26	14
ARMADA STERLING	Costa de Mumbai, India	25	15
ASTAKOS		23	13
ATWOOD		24	17
ADVANTEGE			
ATLANTIS	Golfo de México, Estados Unidos	25	15
AZURITE	Atlantic, Republic of the Congo - Azurita	26	14
AVIN OIL TRADER		25	16
AYER BIRU	Indonesia	24	16
BA VI	Vietnan - Campo Dragon	26	16
BAOBAB IVOIRIEN	Côte d'Ivoire - Baobab Campo	27	15
MV10			
BANIO		27	14
BAYRAKTAR I		25	13
BELANAK NATUNA	Sur Natuna Sea, Indonesia - Belanak Campo	25	17
BENCHAMAS		24	12
EXPLORER			
BLEO HOLM	North Sea, UK - Ross, Blake, Parry	24	14
BOHAI4	Bohai, China	23	14
BOHAI SHIJI	Bohai, China	25	16
BONGA	Gulf of Guinea, Nigeria - Bonga	28	15
BRILLIANT JEWEL		24	14
BW CIDADE DE SAO		28	15

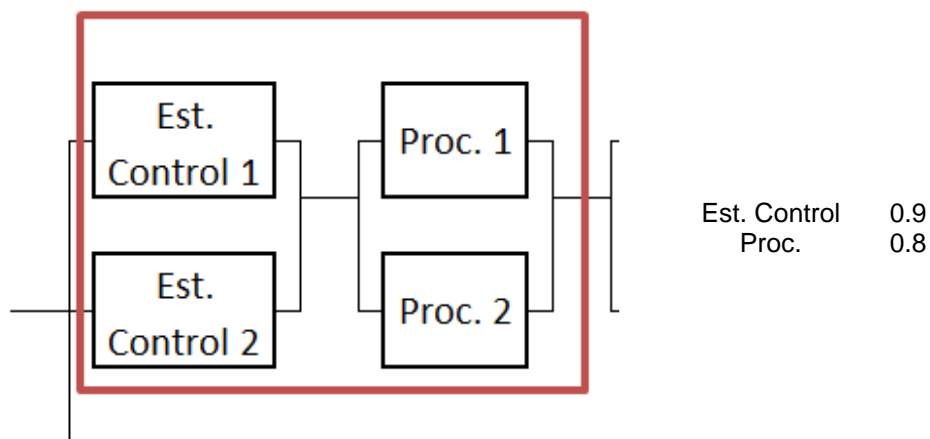
VICENTE			
BW PIONEER		26	15
BW JOKO TOLE		24	15
CHALLIS VENTURE		24	15
CHI LINH		28	16
CILACAP PERMINA SAMUDRA		26	16
CHI LANG		24	14
CNOOC 114		25	17
CONKOUATI		27	13
CREDA		25	14
DAMPIER SPIRIT		25	15
DEE		25	16
DIDON	El campo de Didon, offshore Túnez - Golfo de Gabes	27	16
DHIRUBHAI 1	Bay of Bengal, India	26	16
DYNAMIC PRODUCER	Cuenca de Santos Pre-sal - Lara Brasil	27	16
ERHA FPSO	Golfo de Benin , Nigeria - OPL 209	25	14
ERAWAN	ERAWAN CAMPO, GOLFO DE TAILANDIA	24	14
ERAWAN		28	14
FIRENZE FPSO	Italia - Campo Águila (Mar Adriático (Brindisi))	23	15
ESPOIR IVOIRIEN	Golfo de Guinea , Costa de Marfil - Espoir	23	14
FALCON SPIRIT		28	13
FERNAN VAZ		24	15
FORTUNE STAR		25	14
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS MV22		25	14

FPSO CIDADE DE ITAJAI	Campo de Baúna, en la Cuenca de Santos - Brasil	25	12
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA		25	13
FPSO CIDADE DE NITEROI	Santos Basin, Brazil - Jabuti, Brasil	25	18
FPSO ASENG	Equatorial Guinea	25	17
FPSO CAPIXABA	Espírito Santo Basin, Brazil	25	14
FPSO CIDADE DE ANCHIETA	Baleia Azul Campo - Brasil	27	16
FPSO BRASIL	Campos Basin, Brazil	24	15
FPSO C.D.ITAGUAI	Bloque BM-S-11 (Iracema Norte Cuenca de Santos - Brasil)	26	14
FPSO CIDADE DE SAO PAULO MV23	Bloque BM-S-9 (Guara - cuenca de Santos - Brasil)	25	16
FPSO FRADE	Campos Basin, Brazil - Frade	24	16
FPSO CIDADE DE SAO MATEUS	Campos Camarupim y Camarupim Norte - Espirito Santo Brasil	24	16
FPSO CIDADE DE SANTOS MV20	Campo Mexilhão - Brasil	24	14
FPSO CIDADE DE PARATY	Bloque BM-S-11 (Cuenca de Santos - Brasil)	24	14
FPSO CLOV	Bloque 17 campos de petróleo Cravo, Lirio, Orquidea y Violeta-Angola	23	17
FPSO DALIA	South Atlantic Ocean, Angola - Bloque 17 Dalia	25	18
FPSO CIDADE DE VICTORIA	Espírito Santo Basin, Brazil	24	13
FPSO CIDADE DO RIO DE JANEIRO MV14	Campos Basin, Brazil	28	15
FPSO GIRASSOL	South Atlantic Ocean, Angola - Bloque 17 Girassol	24	14

FPSO MYSTRAS	Gulf of Guinea, Nigeria	26	16
FPSO PEREGRINO	Bloque BM-C-7), ubicado costa de Brasil , Río de Janeiro , Cuenca de Campos	24	15
FPSO MONDO	South Atlantic Ocean, Angola - Bloque 15	25	14
FPSO SAXI BATUQUE	Luanda, Angola - Bloque 15	24	12
FPSO MARLIM SUL	Campos Basin, Brazil	26	15
FPSO SERPENTINA	Gulf of Guinea, Equatorial Guinea	27	14
FPSO KIKEH	Sabah, Malaysia	28	16
SAMSUNG 1839		24	14
SAMSUNG 1850		25	14
SAMSUNG 1762		24	15
SCHIEHALLION	Schiehallion Oil Field, United Kingdom	27	12

Apéndice B. Análisis de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal

Como ya comentamos en el capítulo 6, previamente a realizar el estudio debemos representar el esquema de fiabilidad que deseamos analizar y saber la fiabilidad de los elementos.



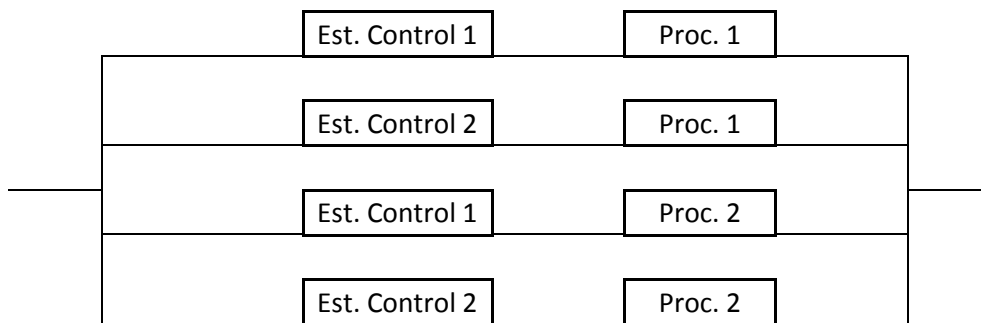
Ahora pasamos a ver cuáles son los posibles caminos y cortes, así como determinar cuáles son los mínimos de cada uno de ellos:

Caminos	Camino Minimo	Corte	Corte Minimo
{1,2,3,4}	-	{1,2,3,4}	-
{1,2,3}	-	{1,2,3}	-
{1,2,4}	-	{1,2,4}	-
{1,3,4}	-	{1,3,4}	-
{2,3,4}	-	{2,3,4}	-
{1,3}	{1,3}	{1,2}	{1,2}

{2,3}	{2,3}	{3,4}	{3,4}
{1,4}	{1,4}		
{2,4}	{2,4}		

Y con esto podemos hacer la representación equivalente de los caminos y cortes mínimos:

Equivalencia caminos minimos



Equivalencia cortes minimos



Tras esto analizamos los caminos y cortes mínimos:

Caminos Minimios		
{1,3}	$0,9 \cdot 0,8 =$	0,72
{2,3}	$0,9 \cdot 0,8 =$	0,72
{1,4}	$0,9 \cdot 0,8 =$	0,72
{2,4}	$0,9 \cdot 0,8 =$	0,72
Cortes Minimios		
{1,2}	$1 - (1 - 0,9) \cdot (1 - 0,9) =$	0,99
{3,4}	$1 - (1 - 0,8) \cdot (1 - 0,8) =$	0,96

Con todo esto podemos determinar las distintas acotaciones del sistema:

Acotacion caminos minimos

$$P_j = 1 - (0,72) \cdot (1 - 0,72) \cdot (1 - 0,72) \cdot (1 - 0,72) = 0,98419456$$

Acotacion corte minimos

$$P_i = 0,99 \cdot 0,96 = 0,9504$$

Acotacion serie

$$P_i = 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,8 \cdot 0,8 = 0,5184$$

Acotacion paralelo

$$P_j = 1 - (1 - 0,9) \cdot (1 - 0,9) \cdot (1 - 0,8) \cdot (1 - 0,8) = 0,9996$$

Acotación caminos y cortes mínimos	0,9504	$_<=R<=$	0,98419456
Acotación mínimo – máximo	0,72	$_<=R<=$	0,96
Acotación serie – paralelo	0,5184	$_<=R<=$	0,9996
Acotación final	0,9504	$_<=R<=$	0,96

Con las acotaciones ya determinadas pasamos al estudio de la fiabilidad exacta:

	Est. Control 1	Est. Control 2	Proc. 1	Proc. 2	Fiabilidad
{1,2,3,4}	0,9	0,9	0,8	0,8	= 0,5184
{1,2,3}	0,9	0,9	0,8	0,2	= 0,1296
{1,2,4}	0,9	0,9	0,2	0,8	= 0,1296
{1,3,4}	0,9	0,1	0,8	0,8	= 0,0576
{2,3,4}	0,1	0,9	0,8	0,8	= 0,0576
{1,3}	0,9	0,1	0,8	0,2	= 0,0144
{2,3}	0,1	0,9	0,8	0,2	= 0,0144
{1,4}	0,9	0,1	0,2	0,8	= 0,0144
{2,4}	0,1	0,9	0,2	0,8	= 0,0144

Con un resultado de:

Fiabilidad Exacta	0,9504
Fiabilidad Exacta	95,04%

Y, finalmente, realizamos el estudio empleando el método de Monte Carlo llegando hasta las 25000 iteraciones, aunque sólo mostramos las 50 primeras ya que incluir toda la tabla sería muy cuantioso:

Componente 1		Componente 2		Componente 3		Componente 4	
Fiabilidad	0,9	Fiabilidad	0,9	Fiabilidad	0,8	Fiabilidad	0,8
Aleatorio	Funciona	Aleatorio	Funciona	Aleatorio	Funciona	Aleatorio	Funciona
0,97483821	0	0,47643519	1	0,10376056	1	0,09193705	1
0,58860389	1	0,104019661	1	0,09975015	1	0,09816476	1
0,01557955	1	0,83236237	1	0,86151749	0	0,34078811	1
0,51013739	1	0,893441913	1	0,57255728	1	0,79450094	1
0,40704268	1	0,511242055	1	0,11717315	1	0,3760214	1
0,21812255	1	0,058073415	1	0,08392976	1	0,61085914	1
0,30593448	1	0,804983954	1	0,49979373	1	0,05627277	1
0,15264516	1	0,680128334	1	0,0765565	1	0,52185819	1
0,06098831	1	0,80902966	1	0,05790581	1	0,93930612	0
0,9632042	0	0,729045361	1	0,74237868	1	0,81394881	0
0,08111664	1	0,154789953	1	0,66700442	1	0,80528361	0
0,70728783	1	0,461823644	1	0,88033538	0	0,73933763	1
0,09529538	1	0,404933077	1	0,27881304	1	0,00353714	1
0,55565625	1	0,291375002	1	0,05344218	1	0,41615909	1
0,87403888	1	0,844809971	1	0,52347122	1	0,61316505	1
0,23619846	1	0,929430377	0	0,21696144	1	0,69962012	1

Apéndice B. Análisis de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal

0,93261142	0	0,919584333	0	0,91009455	0	0,02187445	1
0,868551	1	0,316853371	1	0,25620363	1	0,0659176	1
0,93177729	0	0,460025332	1	0,26221723	1	0,29632338	1
0,97361815	0	0,15678705	1	0,12503408	1	0,6057561	1
0,78774303	1	0,330437101	1	0,54863281	1	0,62337553	1
0,92070464	0	0,249873608	1	0,28432371	1	0,4635225	1
0,30082738	1	0,306483204	1	0,98262648	0	0,68993134	1
0,16753957	1	0,347536058	1	0,11603181	1	0,82056688	0
0,65850993	1	0,151169444	1	0,14973608	1	0,05121162	1
0,0912739	1	0,775266008	1	0,9420706	0	0,4414881	1
0,07479832	1	0,021829943	1	0,48050049	1	0,31050022	1
0,98871976	0	0,550576987	1	0,53537526	1	0,7614145	1
0,92879624	0	0,997033102	0	0,21267045	1	0,42820038	1
0,80354166	1	0,997564993	0	0,62801008	1	0,929411	0
0,97513418	0	0,125883842	1	0,44572608	1	0,70024161	1
0,17082019	1	0,674491158	1	0,81513442	0	0,591706	1
0,36186369	1	0,300222034	1	0,73435316	1	0,93559017	0
0,12388651	1	0,702009144	1	0,31466963	1	0,72779504	1
0,01002094	1	0,236132029	1	0,19567809	1	0,82813609	0
0,54012135	1	0,447666295	1	0,78746109	1	0,70579429	1
0,48663914	1	0,051113506	1	0,79434782	1	0,37164925	1
0,23965214	1	0,176646123	1	0,72593847	1	0,71631668	1
0,88249811	1	0,684629818	1	0,27268737	1	0,80620115	0
0,95871662	0	0,053599381	1	0,57971233	1	0,36689691	1
0,14852763	1	0,136468654	1	0,92078005	0	0,19192796	1
0,24324513	1	0,337047567	1	0,1628391	1	0,28036292	1
0,81713422	1	0,124109185	1	0,89013355	0	0,4920726	1
0,74381096	1	0,709969427	1	0,86542189	0	0,95460894	0
0,47530273	1	0,234891412	1	0,76725975	1	0,96412527	0
0,06302836	1	0,754186117	1	0,66373447	1	0,2963725	1
0,07673863	1	0,453070162	1	0,76937163	1	0,03901749	1
0,07539096	1	0,735650639	1	0,5501778	1	0,3577969	1
0,69218485	1	0,369882623	1	0,56252376	1	0,58565584	1
0,48955601	1	0,409613726	1	0,19046437	1	0,22602444	1

Camino 1	Camino 2	Camino 3	Camino 4	Sistema	Suma	Fiabilidad
{1,3}	{2,3}	{1,4}	{2,4}			
0	1	0	1	1	1	1
1	1	1	1	1	2	1
0	0	1	1	1	3	1
1	1	1	1	1	4	1
1	1	1	1	1	5	1
1	1	1	1	1	6	1
1	1	1	1	1	7	1

Apéndice B. Análisis de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal

1	1	1	1	1	8	1
1	1	0	0	1	9	1
0	1	0	0	1	10	1
1	1	0	0	1	11	1
0	0	1	1	1	12	1
1	1	1	1	1	13	1
1	1	1	1	1	14	1
1	1	1	1	1	15	1
1	0	1	0	1	16	1
0	0	0	0	0	16	0,94117647
1	1	1	1	1	17	0,94444444
0	1	0	1	1	18	0,94736842
0	1	0	1	1	19	0,95
1	1	1	1	1	20	0,95238095
0	1	0	1	1	21	0,95454545
0	0	1	1	1	22	0,95652174
1	1	0	0	1	23	0,95833333
1	1	1	1	1	24	0,96
0	0	1	1	1	25	0,96153846
1	1	1	1	1	26	0,96296296
0	1	0	1	1	27	0,96428571
0	0	0	0	0	27	0,93103448
1	0	0	0	1	28	0,93333333
0	1	0	1	1	29	0,93548387
0	0	1	1	1	30	0,9375
1	1	0	0	1	31	0,93939394
1	1	1	1	1	32	0,94117647
1	1	0	0	1	33	0,94285714
1	1	1	1	1	34	0,94444444
1	1	1	1	1	35	0,94594595
1	1	1	1	1	36	0,94736842
1	1	0	0	1	37	0,94871795
0	1	0	1	1	38	0,95
0	0	1	1	1	39	0,95121951
1	1	1	1	1	40	0,95238095
0	0	1	1	1	41	0,95348837
0	0	0	0	0	41	0,93181818
1	1	0	0	1	42	0,93333333
1	1	1	1	1	43	0,93478261
1	1	1	1	1	44	0,93617021
1	1	1	1	1	45	0,9375
1	1	1	1	1	46	0,93877551
1	1	1	1	1	47	0,94

A continuación mostramos los resultados a distintas iteraciones:

Apéndice B. Análisis de fiabilidad de las estaciones de control y los procesadores de la línea principal

Iteraciones (Monte Carlo)	1000	10000	15000	20000	25000
fiabilidad	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95

Por tanto los resultados finales de la fiabilidad del sistema es:

Fiabilidad Exacta	Acotacion Minima	Acotacion Maxima	Monte Carlo
0,95	0,95	0,96	0,95

Referencias bibliográficas

- [1] INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN - Erika Maria Carvalho Silva Gravina
- [2] Ingeniería naval (Madrid) - DP FPSO – Unidad Flotante de Producción y Almacenamiento con Posicionamiento Dinámico para Aguas Ultra Profundas
- [3] <http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2008/11/04/105785>
- [4] <http://marygerencia.com/2011/04/10/unidades-flotantes-de-produccion-almacenaje-y-descarga-floating-production-storage-and-offloading-fps/>
- [5] Unidad FPSO North Sea - Otheguy Torres, Mariano Esteban y Serrano Sanz, José María
- [6] <http://www.observatoriodelaingenieria.org.mx/docs/pdf/3ra.%20Etapa/18.Aguas%20Profundas.pdf>
- [7] Wikipedia, la enciclopedia libre
- [8] http://www.copinaval.org/venezuela/downloads/ct_09_02.pdf
- [9] <http://tecnologia-maritima.blogspot.com.es/2012/04/fpso-petrojarl-foinaiven.html>
- [10] http://www2.uacj.mx/IIT/CULCYT/sep-oct2007/7_GamezPenaMonarrez.pdf
- [11] Tesis doctoral – Diseño de terminales offshore de regasificación de gas natural (por Abel Méndez Díaz)

- [12] Seguridad Marítima en Buques Tanques Petroleros (Oil Tankers Safety)
(por Dr. Jaime Rodrigo de Larrucea)
- [13] www.iso.org/
- [14] La normalización global ISO/IEC-ANSI/API como impulsor de la innovación en la explotación y transporte de hidrocarburos en aguas profundas (por León, Guanajuato)
- [15] Norma ISO 19900 (Biblioteca de la Escuela de Ingeniería, Universidad de Sevilla)
- [16] Norma ISO 19901 (Biblioteca de la Escuela de Ingeniería, Universidad de Sevilla)
- [17] Norma ISO 2394 (Biblioteca de la Escuela de Ingeniería, Universidad de Sevilla)
- [18] <http://www.abnt.org.br/normalizacao/lista-de-publicacoes/abnt>
- [19] <https://www.norskoljeoggass.no/Global/Publikasjoner/olf-olje-og-gassaaret-2011-lowres.pdf>
- [20] <http://www.absconsulting.com/es>
- [21] <https://www.dnvgl.com/>
- [22] Seguridad en el transporte marítimo (por Elena Seco García-Valdecasas, Jose Antonio Zarzosa Ceballos y Rafael Gutiérrez Fraile)
- [23] www.tc67.net
- [24] <http://www.grosstonnage.com/>
- [25] Diseño y cálculo preliminar de la torre de un aerogenerador, por Raquel Gálvez Román
- [26] The Finite Element Method for Elliptic Problems, por P. G. Ciarlet (1978).
- [27] Petrolero de crudo de 165000TPM, por Guillermo Zamarripa Solano y Miguel Ballester Chacón
- [28] Petrolero para crudo de 150000TPM, por Jose Antonio Durango Ramón
- [29] Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, por Mirtha Susana Bidner

- [30] Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo, por el Instituto Mexicano del petróleo
- [31] Técnicas especiales de perforación
- [32] Estudio del comportamiento de ductos para transporte de petróleo en alta mar, por Abel Torres Andrews
- [33] Integración de los sistemas de navegación inercial a bordo de buques con posicionamiento dinámico, por Alejandro Míguez Algaba
- [34] Introducción al sistema de posicionamiento dinámico (DP), por Andreu López Duran
- [35] BOE, MINISTERIO DE AGRICULTURA, PESCA Y ALIMENTACIÓN – Publicada el Viernes 8 de Enero de 1993. BOE núm.
- [36] INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍAS AVANZADAS – Juan José Usabiaga Santamaría y Ricardo González Blanco (Dpt. Ciencia e Ingeniería Náutica. Facultad de Náutica de Barcelona. Universidad Politécnica de Catalunya)
- [37] http://docsetools.com/articulos-informativos/article_62396.html
- [38] ABS GUIDE FOR DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS – 2013
- [39] http://www.masson-marine.com/fic_bdd/pdf_fichier_fr/fiche_1310486488983.pdf
- [40] <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/propulsors-gears/thrusters/wartsila-steerable-thrusters>
- [41] Estudio paramétrico de las fuerzas en sistemas de amarre para buques amarrados en puertos, por Denise Da Costa González
- [42] <http://bombas.netzsch.com/es/productos-soluciones>
- [43] Catálogo de motores de AEG
- [44] <http://www.tenaris.com/es/ES/Products/OffshoreLinePipe/Risers/HybridRisersSystems.aspx>
- [45] <http://www.contruinfo.com/FICHAP.ASP?CODIGO1=UNIT&CODIGO2=MJ>

- [46] <http://www.wartsila.com/products/marine-oil-gas/propulsors-gear/thrusters>
- [47] <http://www.1st-relief.com/es/saab-r4-d-gnss-sensor-navegacion.html>
- [48] <http://www.aquilatechnology.com/eshtm/softwarees.htm>
- [49] <http://marine.direct/index.php/vessel-dp-instrumentation/sensor-spares-and-accessories/rotor-assembly-cyscan-mk-4.html>
- [50] <http://desertstar.com/product/pilot-system/>
- [51] <http://www.navico-commercial.com/en-US/Recommended-Products/Merchant-Vessels/GPS/GC80-Gyrocompass-en-us.aspx>
- [52] <http://www.fondriest.com/airmar-200wx-ultrasonic-weatherstation-instrument.htm>
- [53] <http://www.blueheronmarine.com/airmar-t42-temperature-sensor-t42-a/>
- [54] <http://marine.direct/index.php/vessel-dp-instrumentation/bridge-equipment.html?limit=all>

Referencias de ecuaciones

ECUACIÓN 4.1 - CÁLCULO DE LA FUERZA QUE EJERCE EL VIENTO SOBRE UNA SUPERFICIE (FUENTE: HTTP://WWW.FULLMECANICA.COM/DEFINICIONES/F/1214-FUERZA-DEL-VIENTO-PRESION-DEL-VIENTO).....	54
ECUACIÓN 4.2 - ECUACIÓN DE NAVIER PARA EL CÁLCULO DE LA TENSIÓN MÁXIMA (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE ELASTICIDAD Y RESISTENCIA DE MATERIALES).....	59
ECUACIÓN 4.3 - MARGEN DE SEGURIDAD (FUENTE PROPIA)	59
ECUACIÓN 4.4 - ECUACIÓN DE NAVIER-BRESSE PARA EL CÁLCULO DEL DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE ELASTICIDAD Y RESISTENCIA DE MATERIALES).....	62
ECUACIÓN 4.5 - DESCOMPOSICIÓN DEL MOMENTO FLECTOR (FUENTE: DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR DE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR, POR RAQUEL GÁLVEZ ROMÁN).....	62
ECUACIÓN 4.6 - ECUACIÓN DE NAVIER-BRESSE PARA EL CÁLCULO DEL DESPLAZAMIENTO VERTICAL (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE ELASTICIDAD Y RESISTENCIA DE MATERIALES).....	65
ECUACIÓN 4.7 - VERIFICACIÓN DE PANDEO (FUENTE: DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR DE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR, POR RAQUEL GÁLVEZ ROMÁN).....	67
ECUACIÓN 4.8 - ESBELTEZ MECÁNICA (FUENTE: DISEÑO Y CÁLCULO PRELIMINAR DE LA TORRE DE UN AEROGENERADOR, POR RAQUEL GÁLVEZ ROMÁN).....	67
ECUACIÓN 4.9 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE (FUENTE: VIBRACIONES MECÁNICAS, POR SINGIRESU S. RAO).....	71
ECUACIÓN 4.10 - FÓRMULA DE KUMAI, FRECUENCIA DE VIBRACIÓN VERTICAL (FUENTE: FACILITADO POR EL TUTOR FRANCISCO TORTI BLANES)	74
ECUACIÓN 4.11 - FÓRMULA DE KUMAI, FRECUENCIA DE VIBRACIÓN MÁS ALTA (FUENTE: FACILITADO POR EL TUTOR FRANCISCO TORTI BLANES)	74
ECUACIÓN 4.12 - MOMENTO DE INERCIA DE LA MAESTRA MÍNIMO (FUENTE: ANTEPROYECTO PETROLERO DE PRODUCTOS DE 31500M ³ , POR JOSE ANTONIO DE LA FLOR PRADA).....	74

ECUACIÓN 5.1 - PRESIÓN NORMAL DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO (FUENTE: PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO, POR MIRTHA SUSANA BIDNER)	115
ECUACIÓN 5.2 - ECUACIÓN HIDROSTÁTICA (FUENTE: PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO, POR MIRTHA SUSANA BIDNER)	116
ECUACIÓN 5.3 - PRESIÓN NORMAL DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO CON LA VARIACIÓN DEL GRADIENTE (FUENTE: PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO, POR MIRTHA SUSANA BIDNER).....	116
ECUACIÓN 5.4 - PRESIÓN EN LA BOCA DEL POZO (FUENTE: HTTP://WWW.CONEAU.GOV.AR/ARCHIVOS/383.PDF)	117
ECUACIÓN 5.5 - TASA DE AGUA A INYECTAR (FUENTE: HISTORIA Y CRITERIOS EMPÍRICOS EN LA APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, POR RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA Y GUSTAVO MAURICIO GORDILLO LOCARNO).....	118
ECUACIÓN 5.6 - RELACIÓN CAUDAL, VELOCIDAD Y SECCIÓN (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	122
ECUACIÓN 5.7 - ECUACIÓN DE FANNING PARA LAS PÉRDIDAS DE CARGA (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR)	123
ECUACIÓN 5.8 - NÚMERO DE REYNOLDS (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	123
ECUACIÓN 5.9 - COEFICIENTE DE FRICCIÓN, FLUJO LAMINAR (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	124
5.10 - POTENCIA A SUMINISTRAR A LA BOMBA (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	126
ECUACIÓN 5.11 - RELACIÓN CAUDAL, VELOCIDAD Y SECCIÓN (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	131
ECUACIÓN 5.12 - ECUACIÓN DE FANNING PARA LAS PÉRDIDAS DE CARGA (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR).....	132
ECUACIÓN 5.13 - NÚMERO DE REYNOLDS (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	132
ECUACIÓN 5.14 - COEFICIENTE DE FRICCIÓN, FLUJO TURBULENTO (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES).....	133
ECUACIÓN 5.15 - PRUEBA DE PRESIÓN DE FÁBRICA Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS).....	134
ECUACIÓN 5.16 - CONDICIÓN OPERACIONAL (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS)	134

ECUACIÓN 5.17 – INSTALACIÓN, RECUPERACIÓN Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS)	134
ECUACIÓN 5.18 – OTRA FORMA DE CALCULAR EL ESPESOR PARA LA INSTALACIÓN, RECUPERACIÓN Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS) ..	135
ECUACIÓN 5.19 - ESPESOR MÍNIMO PARA TUBERÍAS SIN REDUCCIONES NI TOLERANCIAS (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS).....	135
ECUACIÓN 5.20 - RELACIÓN CAUDAL, VELOCIDAD Y SECCIÓN (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	137
ECUACIÓN 5.21 - ECUACIÓN DE FANNING PARA LAS PÉRDIDAS DE CARGA (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR).....	137
ECUACIÓN 5.22 - NÚMERO DE REYNOLDS (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	138
ECUACIÓN 5.23 - COEFICIENTE DE FRICCIÓN, FLUJO LAMINAR (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE SISTEMAS AUXILIARES)	138
ECUACIÓN 5.24 - PRUEBA DE PRESIÓN DE FÁBRICA Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS).....	139
ECUACIÓN 5.25 - CONDICIÓN OPERACIONAL (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS)	139
ECUACIÓN 5.26 – INSTALACIÓN, RECUPERACIÓN Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS)	140
ECUACIÓN 5.27 – OTRA FORMA DE CALCULAR EL ESPESOR PARA LA INSTALACIÓN, RECUPERACIÓN Y PRUEBA DE PRESIÓN DEL SISTEMA (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS) ..	140
ECUACIÓN 5.28 - ESPESOR MÍNIMO PARA TUBERÍAS SIN REDUCCIONES NI TOLERANCIAS (FUENTE: DNV-RP-F201, DESIGN OF TITANIUM RISERS).....	140
ECUACIÓN 6.1 - FÓRMULA DE LANDSBURG PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIA (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE PROYECTOS DE ARQUITECTURA NAVAL)	182
ECUACIÓN 6.2 - POTENCIA TOTAL DISPONIBLE (FUENTE: THRUST REQUIRED AND HOLDING CAPACITY, POR RIDDLE STEDDUM Y ROBERT P. HERRMANN)	183
ECUACIÓN 6.3 - NÚMERO HSSC (FUENTE: THRUST REQUIRED AND HOLDING CAPACITY, POR RIDDLE STEDDUM Y ROBERT P. HERRMANN).....	184
ECUACIÓN 6.4 - COEFICIENTE DE ARRASTRE DEL VIENTO AL DAR DE COSTADO (FUENTE: ESTUDIO PARAMÉTRICO DE LAS FUERZAS EN SISTEMAS DE AMARRE PARA BUQUES AMARRADOS EN PUERTOS, POR DENISE DA COSTA GONZÁLEZ)	184

Referencias de ilustraciones

ILUSTRACIÓN 2.1 - DIFERENTES MEDIOS DE EXTRACCIÓN SUBMARINA DE PETRÓLEO (FUENTE: HTTP://SALVADOR-NAUTICO.BLOGSPOT.COM.ES/2010/05/SISTEMAS-FLUTUANTES-DE-PRODUCAO-FPS.HTML)	6
ILUSTRACIÓN 2.2 - BOYA DESCONECTABLE (FUENTE: HTTP://WWW.HYDROGROUPPLC.COM/FPSO_TURRET.HTML)	11
ILUSTRACIÓN 2.3 - CUBIERTA PRINCIPAL (FUENTE: HTTP://WWW.MARINEINSIGHT.COM/MARINE/TYPES-OF-SHIPS-MARINE/WHAT-IS-FPSO-FLOATING-PRODUCTION-STORAGE-AND-OFFLOADING-SYSTEM/)	12
ILUSTRACIÓN 2.4 – MAPA DE LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DE CAMPOS, BRASIL (FUENTE: HTTP://WWW.OCEANICA.UFRJ.BR/DENO/PROD_ACADEMIC/RELATORIOS/2013/GUSTAVO_GASTAO/RELAT1/RELAT1.HTM)	20
ILUSTRACIÓN 2.5 - SECCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA DE CAMPOS (FUENTE: YACIMIENTOS PETROLEROS EN TURBIDITAS CON EJEMPLOS REPRESENTATIVOS, PUBLICADO EN SEPTIEMBRE DE 2012 POR INDIRA ROJAS BARRERA Y CUAUHEMOC ULISES ROJAS BARRERA)	22
ILUSTRACIÓN 2.6 - ESQUEMA DE LA CIRCULACIÓN SUPERFICIAL DEL ATLÁNTICO SUR, EN NARANJA APARECEN LAS CORRIENTES CÁLIDAS Y EN AZUL, LAS CORRIENTES ORIGINADAS POR AGUAS PROFUNDAS Y FRÍAS (FUENTE: HTTP://ES.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/CORRIENTE_MARINA)	23
ILUSTRACIÓN 2.7 - ESQUEMA GLOBAL DE LA CINTA DE TRANSPORTE DE CORRIENTES OCEÁNICAS, TANTO SUPERFICIALES (ROJA) COMO PROFUNDAS (AZUL) (FUENTE: HTTP://CAMBIOCLIMATICOENERGIA.BLOGSPOT.COM.ES/2010_09_01_ARCHIVE.HTML)	23
ILUSTRACIÓN 2.8 - TEMPERATURA ESTACIONAL DE LA SUPERFICIE DEL AGUA (FUENTE: CIRCULACIÓN SUPERFICIAL DEL ATLÁNTICO SUR OCCIDENTAL, POR LEONARDO ORTEGA)	24
ILUSTRACIÓN 2.9 - ENERGÍA DEL OLEAJE EN UN INSTANTE DETERMINADO (FUENTE: HTTP://ES.SURF-FORECAST.COM/WEATHER_MAPS/BRAZIL)	24
ILUSTRACIÓN 2.10- ALTURA DEL OLEAJE EN UN INSTANTE DETERMINADO (FUENTE: HTTP://ES.SURF-FORECAST.COM/WEATHER_MAPS/BRAZIL?OVER=NONE&TYPE=HTSGW)	24

ILUSTRACIÓN 2.11 - PLEAMARES Y BAJAMARES DEL DÍA 27/04/2015 (FUENTE: HTTP://WWW.TABLADEMAREAS.COM/BR/RIO-DE-JANEIRO/MARICA)	25
ILUSTRACIÓN 2.12 - ROSA DE VIENTO DEL PRESENTE AÑO (FUENTE: HTTP://ES.WINDFINDER.COM/WINDSTATISTICS/SANTOS_DUMONT_RIO_DE_JANEIRO)	26
ILUSTRACIÓN 4.1 - AMARRE FLOTANTE A TORRE (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.2 - GRAN TORRE INTERNA (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.3 - PEQUEÑA TORRE INTERNA (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.4 - TORRE DE PRODUCCIÓN SUMERGIDA (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.5 - TORRE EXTERNA DE AMARRE (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.6 - TORRE RISER DE AMARRE (FUENTE: HTTP://WWW.SLIDESHARE.NET/IQPCsingapore/ALASTAIR-JONES)	46
ILUSTRACIÓN 4.7 - SISTEMA "DRAG CHAIN" (FUENTE: HTTP://WWW.BLUEWATER.COM/FLEET-OPERATIONS/WHAT-IS-AN-FPSO/)	48
ILUSTRACIÓN 4.8 - PARTES DE LA TORRE (FUENTE: HTTP://WWW.OFFSHORE-MAG.COM/ARTICLES/PRINT/VOLUME-71/ISSUE-1/DRILLING-__COMPLETION/THE-SKARV-FPSO-TURRET-MOORING-SYSTEM-A-5000-TON-CHALLENGE.HTML)	48
ILUSTRACIÓN 4.9 - DIÁMETRO DE LA MOON POOL (FUENTE: PLANO DEL BUQUE BASE)	52
ILUSTRACIÓN 4.10 - PUNTAL DEL CUERPO ESTRUCTURAL DE LA TORRE (FUENTE: PLANO DEL BUQUE BASE)	52
ILUSTRACIÓN 4.11 - MEDIDAS CUERPO ESTRUCTURAL Y SUPERESTRUCTURA DE LA TORRE, VISTA FRONTAL (FUENTE PROPIA)	53
ILUSTRACIÓN 4.12 - MEDIDAS CUERPO ESTRUCTURAL Y SUPERESTRUCTURA DE LA TORRE, VISTA LONGITUDINAL (FUENTE PROPIA)	53
ILUSTRACIÓN 4.13 – MARCADO EN ROJO LA ESTRUCTURA QUE VA A SER OBJETO DE ESTE ESTUDIO (FUENTE PROPIA)	56
ILUSTRACIÓN 4.14 - MOMENTO FLECTOR DE UNA PATA DE LA ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	56
ILUSTRACIÓN 4.15 - MOMENTO FLECTOR DE UNA PATA DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA)	58
ILUSTRACIÓN 4.16 - MALLA DE ELEMENTO FINITO (FUENTE PROPIA)	77

ILUSTRACIÓN 4.17 - TORRE CON LAS CARGAS APLICADAS (FUENTE PROPIA)	78
ILUSTRACIÓN 4.18 - PRIMERA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA).....	79
ILUSTRACIÓN 4.19 - REFORZADO DE LAS CUBIERTAS CIRCULARES DE LA TORRE (FUENTE PROPIA)	81
ILUSTRACIÓN 4.20 - QUINTA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA).....	81
ILUSTRACIÓN 4.21 - REFORZADO DE LA CUBIERTA SUPERIOR DE LA TORRE (FUENTE PROPIA).....	83
ILUSTRACIÓN 4.22 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, VISTA EN PERSPECTIVA, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA)	83
ILUSTRACIÓN 4.23 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, VISTA FRONTAL, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA)	83
ILUSTRACIÓN 4.24 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN X (FUENTE PROPIA).....	83
ILUSTRACIÓN 4.25 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Y (FUENTE PROPIA)	83
ILUSTRACIÓN 4.26 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Z (FUENTE PROPIA).....	84
ILUSTRACIÓN 4.27 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, TENSIONES MÍNIMAS DE VON MISES (FUENTE PROPIA)	84
ILUSTRACIÓN 4.28 – PRIMERA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA).....	86
ILUSTRACIÓN 4.29 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA).....	87
ILUSTRACIÓN 4.30 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN X (FUENTE PROPIA)	88
ILUSTRACIÓN 4.31 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Y (FUENTE PROPIA)	88
ILUSTRACIÓN 4.32 - ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Z (FUENTE PROPIA).....	88
ILUSTRACIÓN 4.33 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, CON LA DEFORMACIÓN DE LAS BARRAS, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA)	90
ILUSTRACIÓN 4.34 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, CON LA DEFORMACIÓN DE LAS SUPERFICIES, DESPLAZAMIENTOS (FUENTE PROPIA).....	90

ILUSTRACIÓN 4.35 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN X (FUENTE PROPIA).....	90
ILUSTRACIÓN 4.36 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Y (FUENTE PROPIA).....	90
ILUSTRACIÓN 4.37 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, DESPLAZAMIENTO EN Z (FUENTE PROPIA).....	90
ILUSTRACIÓN 4.38 - MODELIZACIÓN DE LA TORRE EN EL PROGRAMA DLUBAL RFEM, TENSIONES MÍNIMAS DE VON MISES (FUENTE PROPIA).....	91
ILUSTRACIÓN 4.39 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE EN EL PRIMER MODO (FUENTE PROPIA)	93
ILUSTRACIÓN 4.40 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE EN EL QUINTO MODO (FUENTE PROPIA)	93
ILUSTRACIÓN 4.41 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE EN EL DECIMOTERCER MODO (FUENTE PROPIA).....	93
ILUSTRACIÓN 4.42 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE EN EL DECIMOTERCER MODO, DETALLE (FUENTE PROPIA).....	93
ILUSTRACIÓN 4.43 - FRECUENCIA NATURAL DE LA TORRE EN EL VEINTEAVO MODO (FUENTE PROPIA) .	93
ILUSTRACIÓN 4.44 - DISEÑO DE LA TORRE MODELADA EN AUTOCAD 3D (FUENTE PROPIA)	94
ILUSTRACIÓN 4.45 - DISEÑO DE LA TORRE MODELADA EN AUTOCAD 3D (FUENTE PROPIA)	94
ILUSTRACIÓN 5.1 - SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINA (FUENTE: HTTP://WWW.FOROCONSULTIVO.ORG.MX/INNOVACION.GACETA/COMPONENT/CONTENT/ARTICLE/363-INNOVADORES/572-EL-IMP-PREPARADO-PARA-CONSTRUIR-EL-CENTRO-DE-TECNOLOGIAS-DE-AGUAS-PROFUNDAS-EN-VERACRUZ).....	104
ILUSTRACIÓN 5.2 - ÁRBOL DE PRODUCCIÓN SUBMARINO (FUENTE: PRODUCTION CONTROL SYSTEMS: AN INTRODUCTION, POR JACEK S. STECKI)	106
ILUSTRACIÓN 5.3 - CONFIGURACIÓN DE RISERS FLEXIBLES, LAZY-WAVE (FUENTE: HTTP://WWW.SCIELO.ORG.VE/SCIELO.PHP?PID=S0376-723X2004000200001&SCRIPT=SCI_ARTTEXT).....	107
ILUSTRACIÓN 5.4 - CONFIGURACIÓN DE RISERS EN CATENARIA (FUENTE: HTTP://WWW.SCIELO.ORG.VE/SCIELO.PHP?PID=S0376-723X2004000200001&SCRIPT=SCI_ARTTEXT).....	108
ILUSTRACIÓN 5.5 - CONFIGURACIÓN DE RISERS TENSIONADOS EN SU PARTE SUPERIOR (FUENTE: HTTP://VALKOROFFSHORE.COM/INGENIERIA.HTML).....	108
ILUSTRACIÓN 5.6 - CONFIGURACIÓN HÍBRIDA DE LOS RISERS (FUENTE: HTTP://AIRBORNE-OILANDGAS.COM/PRODUCTS/THERMOPLASTICCOMPOSITERISER/).....	109
ILUSTRACIÓN 5.7 - CONFIGURACIÓN DUCTOS (FUENTE: HTTP://NAVAL-PERU.BLOGSPOT.COM.ES/2009/06/ANALISIS-DE-LAS-VIBRACIONES-INDUCIDAS.HTML).....	110

ILUSTRACIÓN 5.8 - SISTEMA DE EXTRACCIÓN EN ALTA MAR (FUENTE: OPERATOR GROUP PLANS OFFSHORE BLOWOUT CONTAINMENT SYSTEM, PUBLICADO EL 09/06/2010)..... 114

ILUSTRACIÓN 5.9 - SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA (FUENTE: [HTTP://FECONACO.ORG/DOCUMENTOS/SISTEMA_REINYECTOR.HTM](http://FECONACO.ORG/DOCUMENTOS/SISTEMA_REINYECTOR.HTM)) 119

ILUSTRACIÓN 5.10 - COLOCACIÓN DE LA CÁMARA DE BOMBAS (FUENTE: PLANOS DE NUESTRO BUQUE BASE) 120

ILUSTRACIÓN 5.11 - CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA DE RISERS HÍBRIDO (FUENTE: SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS PARA CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS, POR PEDRO RUBÉN SÁNCHEZ LOERA Y JOSÉ LUIS CABRERA BENÍTEZ)..... 128

ILUSTRACIÓN 5.12 - AUMENTO DE LA PRESIÓN DEL MAR SEGUN LA PROFUNDIDAD (FUENTE: MASA DE AGUA, POR JUAN CARLOS CALVÍN)..... 130

ILUSTRACIÓN 5.13 - RISERS EN EL INTERIOR DE LA MOON POOL (FUENTE: [HTTP://WORLDMARITIMENEWS.COM/ARCHIVES/126088/BLUEWATER-CLAIMS-SAIPEM-CONTRACT/](http://WORLDMARITIMENEWS.COM/ARCHIVES/126088/BLUEWATER-CLAIMS-SAIPEM-CONTRACT/)) 142

ILUSTRACIÓN 5.14 - CONEXIÓN DE LOS RISERS FLEXIBLES A LA TORRE (FUENTE: [HTTP://WWW.SBMOFFSHORE.COM/WHAT-WE-DO/INNOVATION/](http://WWW.SBMOFFSHORE.COM/WHAT-WE-DO/INNOVATION/))..... 143

ILUSTRACIÓN 5.15 - DISPOSICIÓN RISERS FLEXIBLES SUPERIORES (FUENTE PROPIA) 143

ILUSTRACIÓN 5.16 - DISPOSICIÓN RISERS FLEXIBLES INFERIORES (FUENTE PROPIA) 144

ILUSTRACIÓN 5.17 - DETALLE DE DEFINICIÓN DE LOS RISERS (FUENTE PROPIA) 145

ILUSTRACIÓN 5.18 - GRÁFICA GENERADA POR EL PROGRAMA ANSYS FLUENT, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA) 146

ILUSTRACIÓN 5.19 - PRESIÓN DE CONTORNO, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)... 147

ILUSTRACIÓN 5.20 - REPRESENTACIÓN DEL VOLUMEN DE PRESIÓN, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)..... 147

ILUSTRACIÓN 5.21 - GRÁFICO DE PRESIÓN ESTÁTICA, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)..... 148

ILUSTRACIÓN 5.22 - LÍNEA DE RECORRIDO, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)..... 148

ILUSTRACIÓN 5.23 - VELOCIDAD DE CONTORNO, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA) 149

ILUSTRACIÓN 5.24 - VECTORES DE VELOCIDAD, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA) 149

ILUSTRACIÓN 5.25 - REPRESENTACIÓN DEL VOLUMEN DE VELOCIDAD, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)..... 149

ILUSTRACIÓN 5.26 - VELOCIDAD DE CORRIENTE, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)150

ILUSTRACIÓN 5.27 - GRÁFICO DE PRESIÓN ESTÁTICA, MÁXIMA DIFERENCIA DE VELOCIDAD (FUENTE PROPIA)..... 150

ILUSTRACIÓN 5.28 - GRÁFICA GENERADA POR EL PROGRAMA ANSYS FLUENT, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	151
ILUSTRACIÓN 5.29 - PRESIÓN DE CONTORNO, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)....	152
ILUSTRACIÓN 5.30 - REPRESENTACIÓN DEL VOLUMEN DE PRESIÓN, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	152
ILUSTRACIÓN 5.31 - GRÁFICO DE PRESIÓN ESTÁTICA, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	153
ILUSTRACIÓN 5.32 - LÍNEA DE RECORRIDO, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	153
ILUSTRACIÓN 5.33 - VELOCIDAD DE CONTORNO, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)	154
ILUSTRACIÓN 5.34 - VECTORES DE VELOCIDAD, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA) .	154
ILUSTRACIÓN 5.35 - REPRESENTACIÓN DEL VOLUMEN DE VELOCIDAD, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	154
ILUSTRACIÓN 5.36 - VELOCIDAD DE CORRIENTE, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA)	155
ILUSTRACIÓN 5.37 - GRÁFICO DE PRESIÓN ESTÁTICA, MÁXIMA DIFERENCIA DE VELOCIDAD (FUENTE PROPIA).....	155
ILUSTRACIÓN 6.1 - PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DP (FUENTE: ANÁLISIS DE LA SEGURIDAD EN LAS MANIOBRAS DE TRASBORDO DE CARGA ENTRE BUQUES TANQUE Y ENTRE ESTOS Y LAS TERMINALES, UTILIZANDO UN SHUTTLE-TANKER DE PROPULSIÓN DIESEL-ELÉCTRICA Y DP, POR JOSÉ MANUEL MARTÍNEZ MAYÁN)	166
ILUSTRACIÓN 6.2 - TRILATERACIÓN (FUENTE: RESEARCH TOOLS YOU CAN USE!; AUTOR: KIMBERLY HOFFMAN).....	167
ILUSTRACIÓN 6.3 - PROPULSOR WÄRTSILÄ MODELO WST-11 (FUENTE: HTTP://WWW.WARTSILA.COM/PRODUCTS/MARINE-OIL-GAS/PROPULSORS-GEARS/THRUSTERS/WARTSILA-STEERABLE-THRUSTERS).....	186
ILUSTRACIÓN 6.4 - DIMENSIONES DE LOS PROPULSORES (FUENTE: HTTP://WWW.WARTSILA.COM/PRODUCTS/MARINE-OIL-GAS/PROPULSORS-GEARS/THRUSTERS/WARTSILA-STEERABLE-THRUSTERS).....	186
ILUSTRACIÓN 6.5 - SISTEMA DGNS (FUENTE: HTTPS://BOOKS.GOOGLE.ES/BOOKS?ID=ORJNVJPQELCC&PG=PA241&LPG=PA241&DQ=SISTEMA+DE+POSICIONAMIENTO+GLOBAL+DIFERENCIAL+DGPS+BUQUE&SOURCE=BL&OTS=IKVLGFQDN&SIG=U4K8LJ0Zk5GEA_4HwKBY5WY5RAs&HL=ES&SA=X&EI=EXPKVAYDHIAAU_2HGOK&VED=0CDIQ6A).....	188
ILUSTRACIÓN 6.6 - CONSTELACIÓN GLONASS (FUENTE: GLONASS (GLOBAL NAVIGATION SATELLITE SYSTEM), POR ISAAC SOLANO MARTÍN)	188

ILUSTRACIÓN	6.7	-	SISTEMA	POR	ONDAS	RADAR	(FUENTE: HTTP://TECNOLOGIA2VAYAINVENTO.BLOGSPOT.COM.ES/2014/04/RADAR-Y-SONAR.HTML)	188
ILUSTRACIÓN	6.8	-	SISTEMA	CYSCAN			(FUENTE: HTTP://NAUTICADYNAMICS.COM/USEFUL-LINKS.PHP)	188
ILUSTRACIÓN	6.9	-	SISTEMA	LBL			(FUENTE: HTTP://WWW.KM.KONGSBERG.COM/KS/WEB/NOKBG0239.NSF/OBJ/LBLBIG.JPG/\$FILE/LBLBIG.JPG ?OPENELEMENT).....	189
ILUSTRACIÓN	6.10	-	GIROSCOPIO				(FUENTE: HTTP://WWW.THINKSTOCKPHOTOS.ES/IMAGE/FOTO-DE- STOCK-NAVAL-GYROCOMPASS-MONOCROME-PHOTO/178565220)	189
ILUSTRACIÓN	6.11	-	MRU				(FUENTE: HTTP://WWW.NAUSICEXPO.ES/PROD/EDGETECH/SENSOR- MOVIMIENTOS-ROV-BUQUE-29074-333000.HTML).....	190
ILUSTRACIÓN	6.12	-	SENSOR DE VIENTO				(FUENTE: HTTP://WWW.NAUSICEXPO.ES/FABRICANTE- BARCO/SENSOR-ANEMOMETROS-17307.HTML).....	190
ILUSTRACIÓN	6.13	-	SENSOR DE TEMPERATURA DEL MAR				(FUENTE: HTTP://WWW.NAUSICEXPO.ES/PROD/AIRMAR/SENSOR-TEMPERATURA-AGUA-MAR-BUQUE-22646- 312222.HTML).....	190
ILUSTRACIÓN	6.14	-	ESQUEMA DE FIABILIDAD				(FUENTE PROPIA).....	192
ILUSTRACIÓN	6.15	-	DIVISIÓN DEL ESQUEMA DE FIABILIDAD				(FUENTE PROPIA).....	192

Referencias de tablas

TABLA 2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL BUQUE	14
TABLA 2.2 - CAMPOS PETROLÍFEROS EN EXPLOTACIÓN, 2008 (FUENTE: SITUACIÓN DE LOS CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS DEL MUNDO - POR FABIO BARBOSA CANO)	20
TABLA 2.3 - TABLA DE MAREAS DE LA PRIMERA QUINCENA DEL MES DE ABRIL DEL PRESENTE AÑO (FUENTE: HTTP://WWW.TABLADEMAREAS.COM/BR/RIO-DE-JANEIRO/MARICA)	25
TABLA 2.4 - PREDICCIÓN METEOROLÓGICA DEL PRESENTE AÑO (FUENTE: HTTP://ES.WINDFINDER.COM/WINDSTATISTICS/SANTOS_DUMONT_RIO_DE_JANEIRO)	26
TABLA 4.1 - PROPIEDADES DEL ACERO (FUENTE: FACILITADO POR EL TUTOR FRANCISCO TORTI BLANES)	50
TABLA 4.2 - ESTUDIO ESTADÍSTICO (FUENTE PROPIA) ^[24]	51
TABLA 4.3 - MÁXIMOS, MÍNIMOS Y MEDIA DEL ESTUDIO ESTADÍSTICO (FUENTE PROPIA)	52
TABLA 4.4 - DATOS AMBIENTALES (FUENTE: DNV OS E-301)	55
TABLA 4.5 - MOMENTOS FLECTORES DE A METRO, ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	57
TABLA 4.6 - MOMENTOS FLECTORES DE A METRO, ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA)	58
TABLA 4.7 – ÁREAS CORTANTES Y MOMENTOS DE INERCIA SEGÚN EL ESPESOR DE LOS TUBOS, ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	60
TABLA 4.8 - MOMENTOS DE INERCIA SEGÚN EL ESPESOR DE LOS TUBOS, ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA)	61
TABLA 4.9 - TABLA DE COEFICIENTES DE RESISTENCIA (FUENTE: MECÁNICA DE FLUÍDOS, POR FRANK M WHITE)	63
TABLA 4.10 - TABLA DE COEFICIENTES DE RESISTENCIA (FUENTE: MECÁNICA DE FLUÍDOS, POR FRANK M WHITE)	64
TABLA 4.11 - COEFICIENTES DE PANDEO FRENTE A LA ESBELTEZ MECÁNICA (FUENTE: HTTP://ING.UNNE.EDU.AR/PUB/ESTABILIDAD2/TABLAS/TPANDEO.PDF)	68

TABLA 4.12 - COEFICIENTE DE PONDERACIÓN (FUENTE: NBE, NORMA BÁSICA DE LA EDIFICACIÓN) ..	69
TABLA 4.13 - PARÁMETRO DE LA FUNCIÓN CARACTERÍSTICA DE LA VIGA (FUENTE: VIBRACIONES MECÁNICAS, POR SINGIRESU S. RAO).....	72
TABLA 4.14 - ÁREAS CORTANTES SEGÚN EL ESPESOR DE LOS TUBOS, ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA).....	73
TABLA 4.15 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA PRIMERA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	80
TABLA 4.16 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA QUINTA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	82
TABLA 4.17 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA INFERIOR (FUENTE PROPIA)	85
TABLA 4.18 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA PRIMERA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA).....	87
TABLA 4.19 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA ÚLTIMA MODELIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA SUPERIOR (FUENTE PROPIA).....	89
TABLA 4.20 - CÁLCULOS DEL PROGRAMA DLUBAL DE LA MODELIZACIÓN DE LA TORRE (FUENTE PROPIA)	92
TABLA 4.21 - FRECUENCIA NATURAL DE LA ESTRUCTURA EN LOS DISTINTOS MODOS (FUENTE PROPIA)	92
TABLA 5.1 - PRESIONES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO (FUENTE: PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS EN RESERVORIOS DE PETRÓLEO, POR MIRTHA SUSANA BIDNER).....	116
TABLA 5.2 - VELOCIDADES RECOMENDADAS PARA FLUIDOS EN TUBERÍAS (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR).....	121
TABLA 5.3 - DIÁMETRO NORMALIZADO TUBERÍA DE ACERO (FUENTE: TABLAS - CARACTERÍSTICAS DE TUBERÍAS)	122
TABLA 5.4 - LONGITUDES EQUIVALENTES DE DIFERENTES ACCESORIOS, EN PIES (FUENTE: RULES OF THUMB FOR CHEMICAL ENGINEERS: A MANUAL OF QUICK, ACCURATE SOLUTIONS TO EVERYDAY PROCESS ENGINEERING PROBLEMS, GULF PROFESSIONAL, AMSTERDAM, 2005)	125
TABLA 5.5 - ESPESOR MÍNIMO DE TUBERÍAS, DNV (FUENTE: REGLAMENTACIÓN DEL DNV)	126
TABLA 5.6 - VELOCIDADES RECOMENDADAS PARA FLUIDOS EN TUBERÍAS (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR).....	131
TABLA 5.7 - TABLA 5-1 DNV-RP-F201 (FUENTE: REGLAMENTO DEL DNV).....	134
TABLA 5.8 - TABLA 5-2 DNV-RP-F201 (FUENTE: REGLAMENTO DEL DNV).....	134

TABLA 5.9 - VELOCIDADES RECOMENDADAS PARA FLUIDOS EN TUBERÍAS (FUENTE: DISEÑO DEL SISTEMA DE TUBERÍAS Y CÁLCULO DE LAS BOMBAS, UGR).....	136
TABLA 5.10 - TABLA 5-1 DNV-RP-F201 (FUENTE: REGLAMENTO DEL DNV).....	139
TABLA 5.11 - TABLA 5-2 DNV-RP-F201 (FUENTE: REGLAMENTO DEL DNV).....	139
TABLA 5.12 - DATOS GENERADOS POR EL PROGRAMA ANSYS FLUENT, MÁXIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	146
TABLA 5.13 - DATOS GENERADOS POR EL PROGRAMA ANSYS FLUENT, MÍNIMA DIFERENCIA DE PRESIÓN (FUENTE PROPIA).....	151
TABLA 6.1 - EJES DEL BUQUE (FUENTE: MOVIMIENTOS DEL BUQUE EN LA MAR, DE JUAN J. AZPIROZ)	162
TABLA 6.2 - TRASLACIONES Y ROTACIONES DEL BUQUE (FUENTE PROPIA)	162
TABLA 6.3 - REDUNDANCIA DE SISTEMAS SEGÚN CLASE (FUENTE PROPIA)	174
TABLA 6.4 - RESUMEN DE REQUERIMIENTOS SEGÚN CLASE (FUENTE: ABS GUIDE FOR DYNAMIC POSITIONING SYSTEMS - 2013)	175
TABLA 6.5 - TABLA DE CLASE REQUERIDA SEGÚN OPERACIÓN (FUENTE: OFFSHORE STANDARD, DNV-OS-H203).....	179
TABLA 6.6 - SISTEMAS, SENSORES Y MODOS DE CONTROL DE UNA UNIDAD FLOTANTE DE PRODUCCIÓN (FUENTE PROPIA).....	179
TABLA 6.7 - DISPOSICIÓN DEL SISTEMA DPS-3 (FUENTE: RULES FOR CLASSIFICATION OF SHIPS, PART 6 CHAPTER 7)	180
TABLA 6.8 - REQUERIMIENTOS ESPECÍFICOS DE CADA SUBSISTEMA PARA LA CLASE DPS-3 (FUENTE: RULES FOR CLASSIFICATION OF SHIPS, PART 6 CHAPTER 7).....	181
TABLA 6.9 - COEFICIENTE K PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIA (FUENTE: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE PROYECTOS DE ARQUITECTURA NAVAL)	182
TABLA 6.10 - COEFICIENTE EMPÍRICO (FUENTE: ESTUDIO PARAMÉTRICO DE LAS FUERZAS EN SISTEMAS DE AMARRE PARA BUQUES AMARRADOS EN PUERTOS, POR DENISE DA COSTA GONZÁLEZ).....	185
TABLA 6.11 - ACOTACIONES DE FIABILIDAD DEL SISTEMA (FUENTE PROPIA)	193
TABLA 6.12 - RESULTADOS DE LA FIABILIDAD DEL SISTEMA (FUENTE PROPIA)	193
TABLA 7.1 - COSTE DE ADQUISICIÓN DE LOS EQUIPOS DE UN DPS (FUENTE PROPIA).....	197

Capítulo 9. Anexo

9.1. Resumen

Diseño y cálculo del sistema de extracción de una unidad FPSO

Como es natural, antes de embarcarnos en el desarrollo de un proyecto debemos realizar un estudio previo del tema en cuestión, y es justo lo que hemos hecho.

El petróleo es, en la actualidad, la principal fuente de energía de los países desarrollados. Por ello su extracción y los medios que se emplean para esto es un tema interesante a estudiar y desarrollar. Si bien existen varios métodos de extracción y varios artefactos oceánicos destinados a tal operación, ya sea perforación, producción, almacenamiento, transporte o cualquier combinación entre dichos cometidos, cada cual es más eficiente dependiendo de las condiciones de contorno a las que se vaya a enfrentar. En el trabajo hemos realizado un estudio de todo el proceso de extracción, comenzando por la búsqueda de pozos y el análisis de su contenido y finalizando con el transporte a tierra del fluido extraído.

El pozo que hemos seleccionado para el desarrollo de nuestro proyecto se encuentre en la costa de Brasil, en la Cuenca Campos ya que es uno de los pozos petrolíferos más grandes que se encuentran actualmente en operación (y no lleva siendo explotado el suficiente tiempo como para que el crudo se haya agotado, de hecho, según nuestros cálculos, tan sólo ha descendido su capacidad un 20%), lo cual es importante para poder encontrar información sobre el yacimiento. Se trata de un yacimiento de gran profundidad, 1853 m,

por lo que requiere de unos equipos más especializados. Se ha realizado un estudio de las corrientes de la zona, las mareas, el oleaje, la temperatura y las características del suelo.

En nuestro caso nos hemos centrado en la explotación submarina profunda por lo que hemos optado por un buque FPSO. Estos buques presentan unas características propias que los definen, entre las cuales se encuentra el efecto que en ellos causa las condiciones ambientales del lugar de operación, punto clave para el desarrollo de gran parte de nuestro proyecto. Son buques destinados a la extracción, procesamiento y almacenamiento del crudo que se extrae de los pozos, de ahí que sea la elección más lógica y conveniente para el objetivo marcado en este proyecto.

Sin embargo no hemos diseñado el buque sino que hemos decidido basar nuestro trabajo en un buque ya existente para facilitar el trabajo y no hacerlo demasiado copioso. Nos hemos limitado a diseñar la torre de extracción que disponen los buques de este tipo para albergar los equipos y sistemas necesarios para la explotación del yacimiento. Para ello hemos hecho un estudio de las torres de características similares que se encuentran actualmente en funcionamiento y tras hacer un diseño previo hemos efectuado un cálculo simplificado para poder realizar un dimensionamiento previo acorde con las condiciones que la estructura tendrá que soportar y finalmente hemos modelado la torre en un programa que emplea el método de elementos finitos para hacer un estudio más exhaustivo de la torre diseñada. Basándonos en este último estudio hemos hecho los cambios que hemos estimado necesarios para que la torre pueda cumplir adecuadamente su función y hemos vuelto a introducir los datos en el sistema para comprobar la estabilidad y eficacia de la estructura, repitiendo este ciclo reiteradamente hasta conseguir unos resultados aceptables.

Por otro lado hemos diseñado el sistema de extracción para el pozo que hemos elegido, haciendo previamente un estudio de los diversos sistemas que se emplean y atendiendo a esto y a las condiciones de mareas y del fondo de la zona hemos optado por un sistema de risers híbrido y un sistema de inyección de agua, combinación predominante de la Cuenca en la que se encuentra nuestro yacimiento. Hemos realizado los cálculos que hemos creído pertinentes

para seleccionar el equipo necesario para la extracción así como el diseño y elección de los risers tanto flexibles como rígidos que va a emplear el sistema junto con las conexiones necesarias y el revestimiento de que disponen los risers para su protección. La información al respecto de los sistemas de extracción que se emplean en alta mar y sus cálculos y diseño es escasa, por lo que hemos tenido que realizar una investigación más concienzuda que en el resto de apartados ya que es un tema muy concreto y su desarrollo está mayoritariamente privatizado. Esto ha supuesto que en algunos casos hemos tenido que hacer suposiciones o extrapolaciones que podrían no ser válidas.

El último punto de desarrollo de nuestro proyecto ha sido el de seleccionar un sistema de posicionamiento dinámico, no sin antes ver qué es un sistema de posicionamiento dinámico, para qué se emplea y como se clasifica y acorde con esto decidir los equipos que se requieren para un sistema DPS-3 que es el que se usa para operaciones de perforación y extracción; se emplea la más alta exigencia en los sistemas de posicionamiento dinámico (DPS-3) para aquellos artefactos oceánicos que, por su operación, puedan poner en riesgo vidas humanas u ocasionar un grave daño medioambiental. Para el diseño de los equipos del sistema destinados a la propulsión del buque hemos tenido que realizar el cálculo atendiendo a la fuerza del viento que por normativa se pide para la zona.

También hemos hecho cálculo del costo que el desarrollo de este proyecto y su construcción puede suponer ya que es un punto clave en todo proyecto de ingeniería debido a que este se podría rechazar por tener un coste excesivo o podría dar problemas si el mismo presupuesto no se hace adecuadamente.

Como es normal en un proyecto de ingeniería, se han basado todos los cálculos y diseños en la normativa aplicable. Para lo cual previamente se ha seleccionado la legislación que se iba a emplear para el desarrollo del proyecto otorgándole todo un capítulo a fin de presentar dicha normativa.

Por último se han expuesto posibles trabajos para un desarrollo de mayor alcance que el trabajo aquí presentado. De igual modo mencionar que con este proyecto he aprendido mucho al respecto de la extracción submarina y de la organización que requiere un proyecto de estas características.

9.2. Abstract

Design and calculation of the extraction system of FPSO facility

Quite naturally, before we embark on the development of a project we must make a preliminary study of the subject matter, and it's just what we have done.

Oil is at present the main source of energy in developed countries. Therefore the extraction and means used for this is an interesting topic to study and develop. While there are several methods of extraction and various oceanic artifacts intended for that operation, whether drilling, production, storage, transport or any combination of these tasks, each one of them would be more efficient depending on the boundary conditions to which it would face. In the work we have carried out we have made a study of the entire extraction process, starting with the search of wells and the analysis of its contents and ending with ground transportation of the extracted fluid.

The well we have selected for the development of our project is on the coast of Brazil in the Campos Basin because it is one of the largest oil fields that is currently in operation (and has not been exploited long enough for the oil to be exhausted, in fact, according to our calculations, it has only fallen 20% of its capacity), that is why it is important to find out about this reservoir. This is a reservoir of great depth, 1853 m, which requires the usage of more specialized equipment. We have carried out a study of the current trends in the area of, tides, waves, temperature and the soil characteristics.

In our case we have focused on deep underwater operation so we have opted for a FPSO vessel. These vessels have their own characteristics which define them, such as the way they get affected by the local environmental conditions due to the operations that they carry out. This is a key point to development of much of our project. They are vessels for the extraction, processing and storage of crude oil extracted from wells; hence it is the most logical and convenient selection for the goal fixed in the project.

However, we have not designed the ship but instead we decided to base our work on an existing vessel to facilitate the work and not making it too much copious. We have chosen to design the extraction tower available on this type

of vessels for accommodating equipment and systems necessary for the exploitation of the reservoir. So we have made a study of the towers with similar features that are now in operation and after making a previous design we have made a simplified procedure of calculation in order to make a chord preliminary dimensioning with the terms that the structure will have to withstand. Finally we have modeled the tower in a program that uses the finite element method to make a more thorough study of the tower designed. Based on this last study we have made the changes that we estimated to be required so that the tower can adequately fulfill its role and we have once again introduced the data in the system to ensure the stability and effectiveness of the structure, repeating this cycle consistently to achieve acceptable results.

Otherwise we have designed the extraction system for the well we have chosen previously making a study of different systems used and in response to this and the conditions of tides and the bottom of the area we have chosen a system of hybrid risers and water injection system, combination predominant of the Basin in where our reservoir is located. We have made the calculations that we have believed appropriate to select the required equipment for extraction as well as design and choice of both flexible risers and rigid that it will use the system coupled with the necessary connections and coating available to the risers for its protection. Information on these matters, extraction systems, which are used in offshore and their calculations and design is limited, so we have had to carry out a more painstaking research than in the other sections because it is a very specific issue and its development is mostly privatized. This has meant that in some cases we have had to make assumptions or extrapolations that might not be valid.

The last point of the development of our project has been selecting a dynamic positioning system, not without first seeing what a dynamic positioning system is, such as explaining what it is used for and how they are classified and according to this we decided the equipment required for DPS-3 system, which is used for drilling and extraction; this system has the highest requirements in terms of security, environmental care, because this type of vessel has a highly compromised operation which could endanger humans lives or cause serious environmental damage. The propulsion machinery designed in this project had

to be calculated in response to the wind force in the area that marks the rules selected.

We have also made cost estimations for the development of this project, concluding that the cost of it can be assumed; due to the fact that one of the key point in any engineering project of this nature can be the refusal of it regarding the budget since its price could well get very high. Even it could cause problems if the budget is poorly done.

As usual in an engineering project, we have based all calculations and designs on applicable regulations. For this purpose the legislation has previously been selected that would be used for the project development giving an entire chapter to introduce those rules.

And finally we have elaborated possible works for a broader development than the work presented here. In the same way, it is noteworthy that with this project I have learned much about the offshore extraction and the required organization by a project of this nature.

