



# Análisis Estructural de una Plataforma Jacket con aplicación al Caribe Colombiano

Brayan Xavier Frias Ruiz  
Jair Enrique Macia Ávila

Universidad Tecnológica de Bolívar  
Facultad de Ingeniería Mecánica, Ingeniería  
Cartagena, Colombia  
2015

# **Análisis Estructural de una Plataforma Jacket con aplicación al Caribe Colombiano.**

**Brayan Xavier Frias Ruiz  
Jair Enrique Macia Ávila**

Tesis o trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Ingeniero Mecánico y Mecatrónico**

Director:  
PhD. y MSc. Jairo Humberto Cabrera Tovar

Línea de Investigación:  
Ingeniería Naval y Oceánica.  
Universidad Tecnológica de Bolívar  
Facultad de Ingeniería Mecánica, Ingeniería  
Cartagena, Colombia  
2015

## (Dedicatoria)

A Dios, a mis padres, profesores y compañeros. Es merecido esta dedicatoria para cada uno.

Brayan X. Frias Ruiz

Primeramente a DIOS por darme la fortaleza, la inteligencia y la sabiduría necesaria para alcanzar este logro. Todo se lo debo a él.

A mis padres por todo el apoyo y el esfuerzo para ayudarme a cumplir una meta más en la vida, por todos los sacrificios y recursos dados para que esto sea posible.

Jair Macia Ávila

La persona que duda de su valor, es como un hombre que se enlista en las filas del enemigo y carga las armas en contra de sí mismo.

Alejandro Dumas

# Agradecimientos

Expresamos nuestro más sincero agradecimiento a profesores, compañeros, amigos, colegas y terceros que confiaron en nosotros para la realización de este proceso. Además, manifestamos de forma especial al PhD. Jairo Humberto Cabrera Tovar quién entrego los medios y cuya familiaridad con las necesidades e ideas de las clases resultaron de enorme utilidad durante las fases de esta tesis. Gracias a todos los compañeros que brindaron su apoyo incondicional para la realización de este logro.

## Resumen

En el presente trabajo se realiza el análisis estructural de una plataforma Jacket para exploración de hidrocarburos en la zona de Galerazamba, cerca de las costas de la ciudad de Cartagena. Para la realización de este trabajo es necesario tener en cuenta las acciones de las cargas medioambientales a las cuales estará sometida la estructura, para esto es necesario conocer las condiciones del local en el que estará ubicada la plataforma ya que no se pueden realizar estimaciones de carga debido a que estas dependen de la zona sobre la cual se desea diseñar.

Primeramente se realizó un modelo analítico para una columna sumergida bajo unas condiciones medioambientales establecidas y así apoyar el modelo numérico y establecer una metodología de análisis para el caso de la plataforma, además de esto, se definió la teoría de ola más adecuada de acuerdo con la profundidad de la estructura y el periodo aparente de diseño, la estructura está sometida a cargas por viento, ola y corrientes, no se tuvieron en cuenta cargas por fatiga, tormenta, sismo o cargas accidentales como impactos de buques y explosiones, también se propuso una geometría que cumpla con los requerimientos medioambientales para el análisis del caso estudio propuesto.

Los cálculos realizados mediante el modelo matemático ha sido validado mediante la norma API 2D-WSD para obtener resultados validos de deformación y resistencia

Se estableció un procedimiento para el análisis estructural de plataformas Jacket el cual servirá como apoyo a futuros trabajos a realizar en este campo de estudio.

**Palabras clave:** (Diseño, Offshore, Marino, Colombia).

# Contenido

<b>Agradecimientos</b>	<b>IV</b>
<b>Resumen</b>	<b>V</b>
<b>Lista de símbolos</b>	<b>IX</b>
<b>I. Introducción</b>	<b>2</b>
<b>Objetivos</b>	<b>3</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
<b>Generalidades</b>	<b>4</b>
<b>Antecedentes</b>	<b>5</b>
<b>Justificación</b>	<b>6</b>
<b>II. Marco Teórico</b>	<b>7</b>
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>8</b>
2.1. Plataforma Marina Fija . . . . .	8
2.1.1. Plataforma Mínima . . . . .	8
2.1.2. Plataforma Jacket . . . . .	9
2.1.3. Estructuras de Gravedad . . . . .	10
2.2. Otras Clasificaciones . . . . .	10
2.3. Plataforma Offshore Jacket Fija . . . . .	11
2.3.1. Cimentación . . . . .	11
2.3.2. Cubierta o Superestructura . . . . .	12
2.3.3. Jacket o Subestructura . . . . .	12
2.4. Componentes de una Plataforma Jacket . . . . .	13
2.5. Clasificación de Plataformas Fijas Jacket . . . . .	16
2.5.1. Plataforma de Perforación . . . . .	16

2.5.2.	Plataforma de Producción . . . . .	17
2.5.3.	Plataforma de Compresión . . . . .	17
2.5.4.	Plataforma de Enlace . . . . .	17
2.5.5.	Plataforma de Rebombeo . . . . .	17
2.5.6.	Plataforma Habitacional . . . . .	18
2.5.7.	Plataforma de Telecomunicaciones . . . . .	18
2.6.	Configuración Estructural de una Plataforma Fija Jacket . . . . .	18
2.7.	Condiciones Generales de Diseño . . . . .	20
 <b>III. Cargas de Diseño</b>		 <b>23</b>
<b>3. Cargas de Diseño</b>		<b>24</b>
3.1.	Cargas Gravitacionales . . . . .	24
3.1.1.	Carga Muerta . . . . .	24
3.1.2.	Carga Viva . . . . .	25
3.2.	Cargas Ambientales . . . . .	25
3.2.1.	Cargas efectuadas por Viento. . . . .	25
3.2.2.	Cargas efectuadas por Corrientes . . . . .	29
3.2.3.	Cargas efectuadas por Olas . . . . .	31
3.2.4.	Evaluacion Analítica de Cargas por Oleaje . . . . .	38
 <b>IV. Metodología de Análisis de Diseño de una Plataforma Offshore Jacket</b>		 <b>45</b>
<b>4. Metodología de Análisis Estructural de una Plataforma Offshore Jacket sometida a Cargas de Oleaje</b>		<b>46</b>
4.1.	Geometría . . . . .	48
4.2.	Discretización del Estado de Mar . . . . .	50
4.3.	GTStrudl . . . . .	51
4.3.1.	Code Check . . . . .	52
4.4.	Análisis de Esfuerzos . . . . .	54
4.5.	Análisis de Criterios de Diseño . . . . .	56
4.5.1.	Criterio de Diseño: APIWSD21 . . . . .	56
 <b>V. Conclusiones y Recomendaciones</b>		 <b>60</b>
<b>5. Conclusiones y Recomendaciones</b>		<b>61</b>
5.1.	Conclusiones . . . . .	61

---

5.2. Recomendaciones . . . . .	62
<b>VI. Anexos</b>	<b>63</b>
<b>A. Anexo: Datos Importantes</b>	<b>64</b>
<b>B. Anexo: Altura Significativa de Ola - CIOH</b>	<b>67</b>
<b>C. Anexo: Interfaz GTStrudl</b>	<b>68</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>72</b>



# Lista de símbolos

## Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$A$	Amplitud	m	$\int \int dx dy$
$A_c$	Área perpendicular a la dirección de la corriente	$m^2$	Ecuación 3-4
$A_v$	Área perpendicular a la dirección del viento	$m^2$	Ecuación 3-1
$A_o$	Área	$m^2$	Ec...
$C_d$	Coefficiente de arrastre	1	1
$C_h$	Coefficiente de altura.	1	Tabla 3-2
$C_m$	Coefficiente de inercia	1	1
$C_s$	Coefficiente de forma	1	Tabla 3-1
$C_v$	Coefficiente eólico	1	Ecuación 3-2
$\vec{a}$	Aceleración de la Ola	$\frac{m}{s^2}$	Ecuación 3-14
$D$	Diámetro	m	
$g$	Fuerza debido a la gravedad	$\frac{m}{s^2}$	9,8
$L$	Longitud	m	$DF$
$m$	Masa	kg	$DF$
$T$	Período de Ola	s	Ecuación 3-6
$T_{app}$	Período Aparente	s	Ecuación 3-6
$t$	Tiempo	s	$DF$
$V$	Volumen	$m^3$	$\int dr^3$
$\vec{u}$	Velocidad	$\frac{m}{s}$	Ecuación 3-12
$W_t$	Ráfagas de viento	$\frac{m}{s}$	Ecuación 3-3

## Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
$\alpha$	Coefficiente de ráfaga de viento	1	Ecuación 3-3
$\rho$	Densidad del viento	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Ecuación 3-2
$\rho_s$	Densidad del agua de mar	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$	Ecuación 3-4
$\Pi$	Decimosexta letra del alfabeto griego	1	3.1416 ó 180 grados
$\lambda$	Longitud de la onda	$m$	Ecuación 3-11

## Subíndices

Subíndice	Término
v	Viento
s	Forma
h	Altura
d	Arrastre
c	Corriente
app	Aparente

## Superíndices

Superíndice	Término
n	Coefficiente x

## Abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>ABS</i>	American Bureau of Shipping
<i>AIE</i>	Agencia Internacional de Energía
<i>ANH</i>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<i>FPSO</i>	Floating Production Storage and Offloading

---

**Abreviatura    Término**

---

<i>WSD</i>	Working Stress Design
<i>TLP</i>	Tension Leg Platform
<i>ASTM</i>	American Society for Testing Materials
<i>API</i>	American Petroleum Institute
<i>CIOH</i>	Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Caribe
<i>ROM</i>	Recomendaciones para Obras Marítimas

# Lista de Figuras

2-1. Plataforma Mínima[9]. . . . .	9
2-2. Diferentes partes de una plataforma fija tipo Jacket[9]. . . . .	9
2-3. Tipos de plataformas[9]. . . . .	10
2-4. Técnicas de pilotaje[10]. . . . .	12
2-5. Componentes de una Plataforma Jacket[10]. . . . .	15
2-6. Clasificación de Plataformas Fijas Jacket. . . . .	16
2-7. Configuraciones estructurales[18]. . . . .	19
2-8. Espiral de Diseño[12]. . . . .	21
3-1. Perfiles de velocidades de corrientes[5]. . . . .	30
3-2. Procedimientos para determinar fuerzas por oleaje[4]. . . . .	31
3-3. Cálculo del período aparente[4]. . . . .	32
3-4. Regiones de aplicación de las teorías de olas[4]. . . . .	33
3-5. Caracterización del oleaje: Teoría lineal de Airy[7]. . . . .	35
3-6. Regiones para determinar la teoría de formulación de las fuerzas hidrodinámicas	36
3-7. Cargas hidrodinámicas sobre un elemento inclinado[7]. . . . .	37
3-8. Perfil, Presión Hidrostática, Aceleración y Velocidades de partículas de una ola regular[17]. . . . .	38
3-9. Ubicación: Mapale1; Galerazamba; Bloque RC5; Colombia[15] . . . . .	39
3-10.Cálculo del período aparente. . . . .	41
3-11.Determinación del perfil según teoría de ola. . . . .	42
3-12.Cálculo Analítico vs Numérico. . . . .	44
4-1. Metodología de análisis estructural en una plataforma Jacket. . . . .	47
4-2. Geometria seleccionada . . . . .	49
4-3. Dimensiones de la estructura. . . . .	51
4-4. Deformaciones máximas obtenidas en los nodos. . . . .	55
4-5. Interfaz de code check de la estructura. . . . .	58
4-6. Code Check de la estructura. . . . .	59
A-1. Meéodo para la instalación de la Plataforma[10]. . . . .	64
A-2. Tasa de corrosión a lo largo de la plataforma (Porcentaje)[10]. . . . .	65
B-1. Altura Significativa de Ola para retornos de olas de 100 años[6]. . . . .	67

---

<b>C-1.</b> Interfaz GTStrudl[14] . . . . .	68
<b>C-2.</b> Interfaz GTSelos[14] . . . . .	69
<b>C-3.</b> Interfaz GTSelos[14] . . . . .	70
<b>C-4.</b> Interfaz GTSelos[14] . . . . .	71

# Lista de Tablas

<b>3-1.</b> Valores de coeficiente de Forma (Cs)[5]. . . . .	27
<b>3-2.</b> Valores de coeficiente de altura (Ch)[5]. . . . .	28
<b>3-3.</b> Discretización de estado de Ola . . . . .	40
<b>3-4.</b> Resultado analítico Fuerzas de Morison. . . . .	43
<b>3-5.</b> Resultado Numérico Fuerzas de Morison - GTStrudl. . . . .	44
<b>4-1.</b> Especificaciones de los elementos. . . . .	49
<b>4-2.</b> Discretización de estado de mar. . . . .	50
<b>4-3.</b> Desplazamientos de los nodos de soporte. . . . .	55
<b>4-4.</b> Código de diseño APIWSD21 y sus parámetros. . . . .	57
<b>A-1.</b> Cálculo de los coeficientes de arrastre e inercia[9]. . . . .	65
<b>A-2.</b> Propiedades del Acero.[4] . . . . .	66
<b>B-1.</b> Altura Significativa de Ola (Metros)[6]. . . . .	67

**Parte I.**  
**Introducción**

## Objetivo General

Realizar el análisis estructural de una plataforma Jacket fija basado en las normativas y criterios establecidos, teniendo en cuenta las condiciones de cargas producidas por los efectos ambientales de la zona Bloque RC-5 del Caribe Colombiano.

## Objetivos Especificos

- Analizar los lineamientos básicos a seguir en el análisis de diseño de una plataforma offshore tipo Jacket.
- Determinar las acciones de cargas que afectan la estructura basada en las directrices de diseño para un caso de estudio.
- Establecer procedimientos y metodologías de análisis de diseño de una plataforma tipo Jacket.
- Realizar un análisis in situ para una plataforma Jacket basado en el cumplimiento de los diferentes criterios de diseño en el Bloque RC-5 del Caribe colombiano.



# 1. Introducción

## Generalidades

Una plataforma offshore es una estructura extendida sobre el océano y soportada en el fondo marino, sin embargo en otras definiciones se refiere a una estructura alejada de la costa dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos, las cuales son realizadas a grandes profundidades, expuestas a la acción del oleaje, a corrientes marinas, vientos densos, golpes, sismos, hielos, cimentaciones y otros aspectos que afectan la estructura.

En la actualidad, los hidrocarburos representan la fuente dominante de energía. Alrededor del 20 por ciento de la producción de petróleo y gas es realizada en áreas offshore. Ante el agotamiento inminente de los recursos continentales de petróleo, muchos países han buscado la oportunidad de extraerlo debajo del mar. En Latinoamérica, según revista La Timonera[8], para el 2002, 20 por ciento de la producción provenía de offshore, se estima que subirá a 32 por ciento para el 2030 (AIE, 2002). México, Brasil, Venezuela y Argentina explotan sus márgenes continentales desde hace décadas.

Colombia es un país líder en la producción de petróleo crudo en Suramérica, con crecimientos superiores al 10 por ciento, incluso, por encima de Brasil. Actualmente ocupa el tercer puesto en la región; aumentando en el ranking, pasando en el 2005 del puesto quinto al puesto hoy ocupado.

## Antecedentes

Aunque desde 1948 se han perforado 17 pozos de exploración offshore, es desde el 2003 que las industrias comenzaron a interesarse seriamente en la potencialidad del piso marino colombiano (ECOPEPETROL, 2003). Más de 30 millones de hectáreas de zonas costeras, mares territoriales y zonas económicas exclusivas han sido puestas a disposición para exploración a empresas como Ecopetrol, Petrobras, Exxon Mobil y Chevron-Texaco (Avellaneda, 2005). Sólo en el Caribe, se han adjudicado 115 bloques de exploración, 30 tienen prospectividad para yacimientos no convencionales y 13 para costa afuera (Ronda Colombia, 2012). Aunque el país explota gas en La Guajira desde finales de los años 70, actualmente se encuentra en la etapa de prospección sísmica y exploración para hidrocarburos, según revista La Timonera[8].

Colombia ha empezado a explorar sus reservas petroleras y de gases submarinos; actualmente se presentan exploraciones de gas cerca de las costas cartageneras a veinte kilómetros de Galerazamba (Norte de Bolívar), sin embargo las condiciones marinas del área no han permitido las exploraciones con olas que superan los 3 metros. Bajo este proyecto se encuentra la compañía privada Equion Energía Limited, dedicada a la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, con más de 25 años de experiencia.

El 5 de marzo llegó a la bahía de Cartagena la plataforma de exploración Offshore Mischief que se utilizará en esa búsqueda de hidrocarburos al norte de Cartagena, en esa zona se hará exploración en los llamados pozos Mapalé 1 y Mapalé 2, que están en los llamados bloques RC4 y RC5, que la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) asignó, en el 2007, a la sociedad que integran Equión Energía, Ecopetrol y Petrobras. La plataforma está en capacidad de perforar pozos de hasta 9.100 metros de profundidad y trabajar en aguas entre 5 y 106 metros según fuente periódico Universal Cartagena.[13]

## Justificación

Siendo los sectores de hidrocarburos y embarcaciones navales, la punta del iceberg, Colombia ha basado sus exploraciones en diseños de plataformas tipo FPSO o Jacket, utilizadas para las exploraciones de la gran cantidad de pozos situados en la Costa Caribe Colombiana que suministran grandes ventajas con respecto a otras estructuras que permiten mayor vida útil y reducción de costos.

Por consiguiente, la plataforma offshore tipo Jacket será el objeto de estudio por considerarse una plataforma para labores en aguas poco profundas con mayor vida útil y costos significativamente menores reflejando así una inversión a carrera contra el tiempo de Colombia con respecto a la evolución de la industria Offshore a nivel mundial.

En este trabajo se aborda la aplicación de GT Strudl<sup>1</sup> a una plataforma marina tipo Jacket con el objetivo de realizar el análisis de esfuerzos estáticos y dinámicos bajo condiciones extremas en cierta zona del Caribe Colombiano. Con el fin, que dichos resultados garanticen la evaluación de las condiciones de seguridad de la plataforma, y a su vez, lograr definir los lineamientos básicos para el análisis y diseño de la plataforma bajo resultados confiables. Logrando así brindar apoyo a próximos investigadores siendo este trabajo de grado una guía para la utilización adecuada del programa GT Strudl para el diseño y análisis de estructuras marinas.

La metodología empleada en dichos estudios es congruente con el estado del arte en el tema y con la aplicada por el API-RP-2A (WSD), 21a Edición o equivalente. Los requerimientos técnicos y documentales de esta norma de referencia predominan sobre las indicaciones de las Secciones 2.3.1b, 2.3.4, 2.3.6, C2.3.6c, C2.3.6d, 5, C5.1, 17, 17.5.4, 17.6.2, 17.6.2a, C17.6.2a y 17.6.2b del API-RP-2A (WSD), 21a Edición.

---

<sup>1</sup>GTStrudl; User Reference Manual; Introduction, General System Commands, Data Base Management, Structural Geometry, Loading and Frame Analysis Commands; Volume 1; Georgia Institute of Technology; Atlanta; Overview of GTSTRUDL; Sección 1.2-1

**Parte II.**

**Marco Teórico**

## 2. Marco Teórico

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales para entender los componentes que conforman la estructura Jacket, sus funciones, sus configuraciones y la instalación de las mismas; además presenta los aspectos generales que determinan las diferentes cargas a las que están sujetas y los efectos producidos por las condiciones ambientales del entorno.

### 2.1. Plataforma Marina Fija

Una plataforma fija consiste en una estructura vertical hecha de secciones o tramos de acero tubulares cimentados en el fondo del mar, con una cubierta colocada en la parte superior proporcionando el área para la instalación del equipo de perforación, instalaciones de producción y áreas habitacionales. Otra característica muy importante por la que se consideran de este tipo es porque la frecuencia natural más baja del movimiento de flexión de la estructura está por encima de la frecuencia más alta de excitación de ola significativa. Se comportan como un cuerpo rígido y deben resistir todas las fuerzas dinámicas del ambiente. Dentro de las denominadas plataformas fijas se pueden diferenciar los siguientes tipos[9]:

#### 2.1.1. Plataforma Mínima

Plataforma estructuralmente esbelta con niveles bajos de rigidez y redundancia, y con poco peso con respecto a las plataformas tipo Jacket. Son generalmente empleadas en los campos marginales de petróleo y gas, con un número pequeño de conductores. Véase Figura **2-1**.

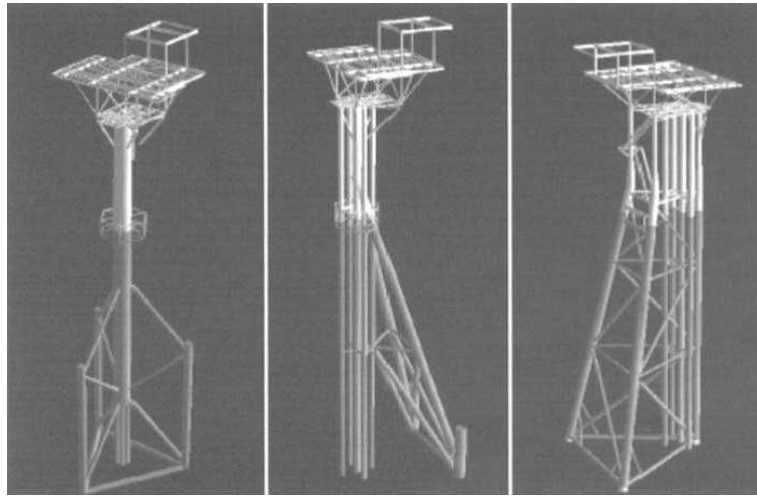


Figura 2-1.: Plataforma Mínima[9].

### 2.1.2. Plataforma Jacket

Se caracterizan por encontrarse plantadas sobre el suelo marino extendiendo su estructura por encima de la superficie de lámina de agua. La denominación de tipo Jacket se le da debido a que sus piernas, generalmente tubulares en acero, envuelven sus pilotes de acero, que son los encargados de proporcionar la rigidez y estabilidad de la estructura formando así un sistema de protección o camisa de fuerza. Véase Figura 2-2.

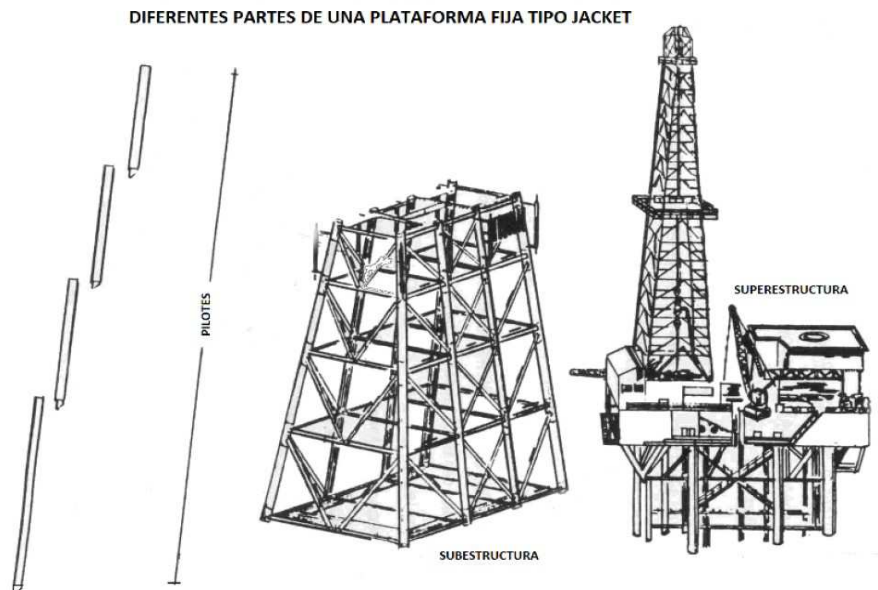


Figura 2-2.: Diferentes partes de una plataforma fija tipo Jacket[9].

### 2.1.3. Estructuras de Gravedad

Principalmente hechas en hormigón, se sustentan en su gran volumen y peso. Son susceptibles a erosión en la base y hundimiento por sus características.

## 2.2. Otras Clasificaciones

Existen otros tipos de estructuras offshore para explotación y producción de hidrocarburos, entre los cuales encontramos las plataformas semi-sumergidas, FPSO, TLP y SPAR. Véase Figura 2-3.

Las plataformas Semi-Sub son plataformas enormes, utilizadas en profundidades de mar entre 70.000 metros, donde se amarran con anclas de agarre; si las profundidades son mayores se anclan con sistemas de posicionamiento dinámico. Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse por propia propulsión. En este tipo de plataformas se recomienda instalar sistemas de alerta para inundaciones.

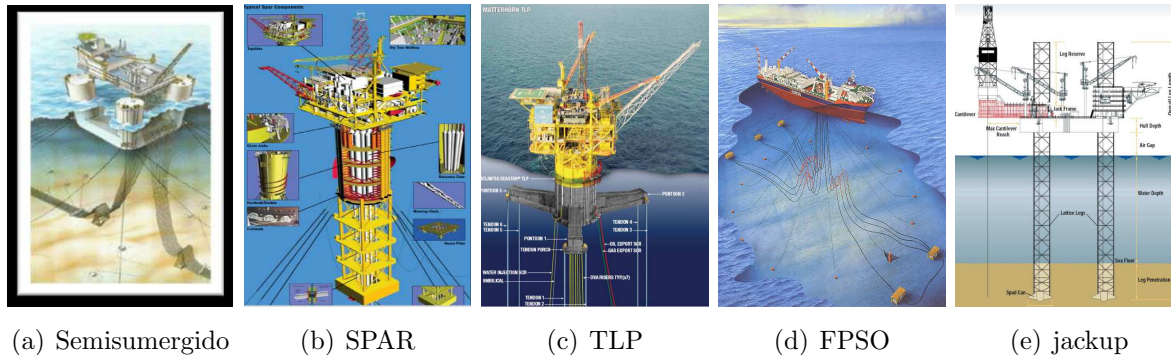


Figura 2-3.: Tipos de plataformas[9].

Las plataformas FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) son plataformas flotantes de producción, almacenamiento y descarga en forma de barco. Tienen capacidad integral de almacenamiento y descarga en forma de casco, esto evita una tubería larga y costosa hasta la costa, proporcionando reducción de costos y previniendo posibles desastres naturales.

Las plataformas TLP (Tension Leg Platform) son instalaciones flotantes que están atadas al fondo marino por secciones tubulares de acero verticales llamadas ataduras. Esta característica hace que la estructura sea rígida en la dirección vertical y muy flexible en el plano horizontal. Adecuada para profundidades de 1000 a 1200 metros.

Plataforma SPAR es un cilindro vertical simple de gran diámetro que soporta en su parte superior una cubierta. Se utiliza para aguas muy profundas de 2300 metros. Presenta mucha estabilidad por tener el centro de flotación por encima del centro de gravedad.

## 2.3. Plataforma Offshore Jacket Fija

Dado que el objeto de nuestro estudio es el diseño y análisis de una plataforma fija Jacket sometida a diferentes condiciones ambientales, por tanto se debe empezar por conocer los componentes que presenta la estructura. Una plataforma marina fija se divide principalmente en tres partes: la cimentación a base de pilotes de fricción, la subestructura encargada del sostén de la cubierta o superestructura, siendo esta última la que brinda el soporte a los diferentes equipos y módulos para la perforación, extracción y bombeo de los hidrocarburos principalmente; basado del escrito de autores Palomino, Maria y Almazán, José; Descripción, Medida y Análisis del oleaje[10].

### 2.3.1. Cimentación

Los pilotes están formados por elementos tubulares de sección circular, de punta abierta, y básicamente son la cimentación de la plataforma. Cada pilote consta de dos partes, una de ella se aloja en cada una de las piernas o columnas de la subestructura, fijándose a ésta en la parte superior de las mismas, en donde reciben la descarga de la superestructura y los equipos, por tanto es evidente que el diámetro exterior del pilote debe ser inferior al diámetro interior de las piernas o columnas; la otra parte se halla contenida en el lecho marino, la longitud de penetración a partir del lecho marino está en función de la capacidad del suelo y de la descarga de la superestructura y los equipos. Para no comprometer la estructura muchas veces se localizan pilotes o guías de apoyo junto a las piernas principales de la plataforma, con tal de pilotar la estructura colocando pilotes alrededor de la base de la plataforma; cuando la plataforma es demasiado grande se deben colocar pilotes de falda alrededor de las patas principales de la estructura de manera vertical y no inclinados como casos anteriores, utilizando un martillo hidráulico operado desde la superficie para anclarlo al lecho marino. Véase Figura 2-4.



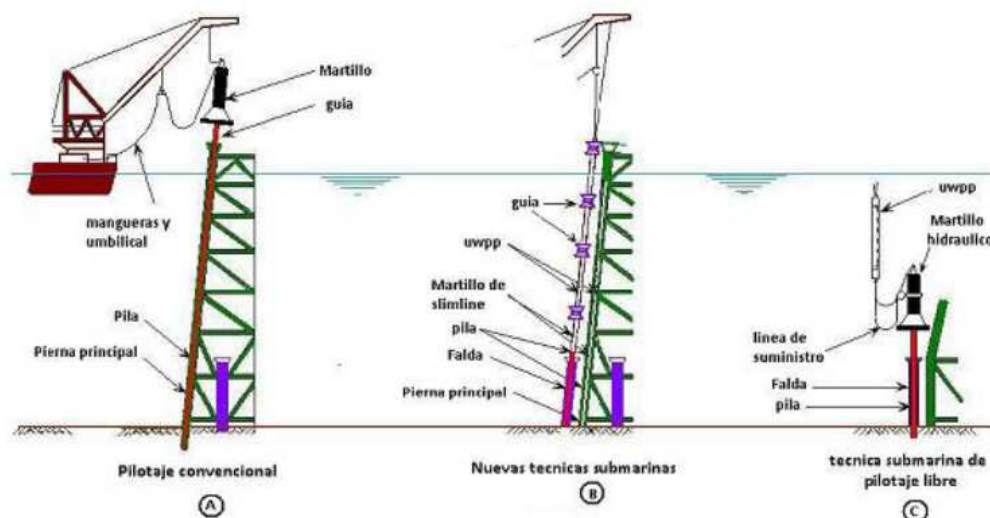


Figura 2-4.: Técnicas de pilotaje[10].

### 2.3.2. Cubierta o Superestructura

La cubierta puede ser modular o integrada, compuesta por un entramado de viguetas y placas para formar una superficie sólida que soporta el peso de los diferentes materiales y equipo que la conforman. La cubierta corresponde a la parte superior de la plataforma por encima de la línea de agua, consta por lo general de 6 patas las cuales transfieren las fuerzas de esta a la subestructura Jacket, las piernas son normalmente en sección tubulares, aunque se utilizan cajones de acero reforzado. Para estimar la elevación de los niveles de la cubierta y la altura de las piernas se toma en cuenta las recomendaciones dadas por la API 21a, el cual nos indica que la cubierta inferior debe estar por encima de la ola de diseño; también se debe calcular la altura de la cresta de la ola en condiciones de tormenta, al igual que tomadas de datos oceanográficos para un periodo de 100 años. Véase Figura 2-2.

### 2.3.3. Jacket o Subestructura

La subestructura está compuesta principalmente por perfiles tubulares de sección circular. La estructura se basa en que los elementos principales que constituyen el apoyo, interconectados y arriostrados por elementos de menor sección transversal, adoptando un conjunto formando una pirámide truncada que pivotea en el fondo del mar, con una altura que debe sobresalir por encima de la altura del mar logrando la conexión entre los pilotes y la superestructura. La subestructura contiene por lo general dentro de sus piernas placas espaciadoras que ajustan la holgura entre el diámetro interno de las mismas y el diámetro exterior de los pilotes. Las placas se ubican a lo largo de la longitud de las piernas, coincidentes con los arriostramientos de las barras horizontales de la estructura. Este tipo de estructuración

determina que las barras diagonales trabajen a carga axial mientras que las barras horizontales trabajan a flexión. Los diámetros nominales para estos elementos son desde 18 hasta 36 pulgadas fabricados comúnmente en acero ASTM A-36 o Acero estructural. Sin embargo, las piernas son fabricados en acero ASTM A-537 ó API 2H Grado 50. Por lo general, todas las conexiones de la subestructura son soldadas y de penetración completa llevando a cabo recomendaciones de la clasificación AWS y API 21a. Teniendo en cuenta lo anterior, muchos diseños de plataformas se realizan en una relación de 1:8 (Horizontal: Vertical) para las inclinaciones de las piernas puesto que es adecuada para los diversos tirantes de agua en especial de la Costa Caribe Colombiana. Véase Figura 2-2.

## 2.4. Componentes de una Plataforma Jacket

Algunas de las plataformas presentan en su superestructura elementos que son practicos de cada tipo de plataformas (Véase Sección 2.5). Sin embargo para Palomino, Maria y Almazán, José [10], estos son algunos de los componentes principales:

- **Alojamiento:** El bloque de alojamiento ofrece una amplia gama de servicios diseñados para atender a las necesidades del personal empleado en la operación y mantenimiento de la instalación. Las nuevas instalaciones de alojamiento pueden ser definidas como el refugio temporal diseñado para proporcionar la máxima protección al personal<sup>2</sup>.
- **Wellhead Área:** El área de cabeza de pozo contiene los árboles, los cuales controlan los fluidos que salen del yacimiento.<sup>2</sup>.
- **Area de Procesos:** La zona de proceso contiene los recipientes a presión y equipos asociados, necesarios para eliminar las impurezas y productos de petróleo o gas antes de su descarga en la tubería submarina<sup>2</sup>.
- **Generador de Energía:** La mayoría de las instalaciones en alta mar se encuentran a considerables distancias de la costa, por lo tanto debe ser autosuficiente en todos los aspectos, incluida la generación de electricidad<sup>2</sup>.
- **Helideck:** Es un pequeño aeropuerto de helicópteros ubicado sobre la cubierta. Los helicópteros son necesarios para transportar el personal de trabajo de un lugar a otro. Además, estos se utilizan como el principal medio de evacuación en caso de emergencia<sup>2</sup>.
- **Botes Salvavidas:** Los botes salvavidas proporcionan un medio de transporte en casos de inasistencia de helicópteros, donde se requiere el abandono de las instalaciones<sup>2</sup>.
- **Torre de Radio:** Es una torre de acero que alberga componentes para la comunicación, tales como los elementos de satélites y antenas de telemetría<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup>ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First published, London (1995) Pp 17-19

- **Tubería de Vaciado:** La Tubería de vaciado es donde los gases de proceso pueden ser expulsados a la atmósfera, con el fin de hacer seguro los equipos para el proceso del gas<sup>2</sup>.
- **Quemador:** Se trata de un quemador que se coloca en lo alto de una chimenea para quemar los gases residuales de petróleo en una refinería o yacimiento<sup>2</sup>.
- **Grúa de Perforación:** Se utiliza durante toda la vida útil de la instalación, para perforar nuevos pozos de petróleo, inyección de gas, y llevar a cabo la modificación y reparación de las operaciones<sup>2</sup>.
- **Grúas de Apoyo:** Grúas que se utilizan para ayudar en las operaciones de mantenimiento y facilitar la carga y descarga de almacenamiento de suministro en embarcaciones<sup>2</sup>.
- **Cellar Deck:** Es la cubierta inferior, en la mayoría de los casos es el área de proceso<sup>2</sup>.
- **Spider Deck:** Es la planta baja se ubica por encima de la línea de agua, con el fin facilitar la inspección y el mantenimiento de la estructura de la estructura. También proporciona una vía de escape de emergencia a la mar<sup>2</sup>.

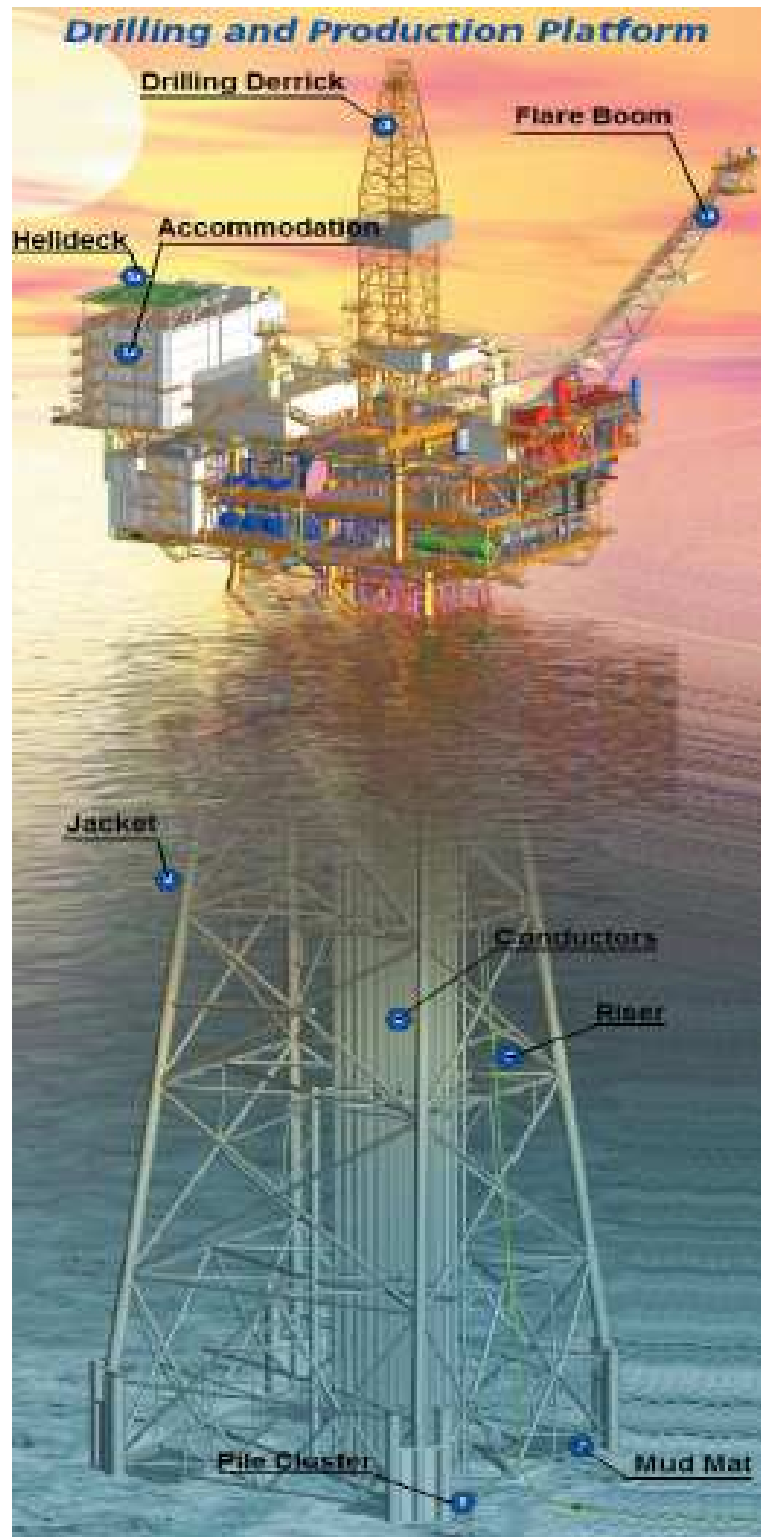


Figura 2-5.: Componentes de una Plataforma Jacket[10].

## 2.5. Clasificación de Plataformas Fijas Jacket

Para algunos autores[10], existe una clasificación de plataformas Jacket, las cuales se clasifican en dos tipos; por su estructura o número de piernas y el servicio que prestan. Véase Figura 2-6.

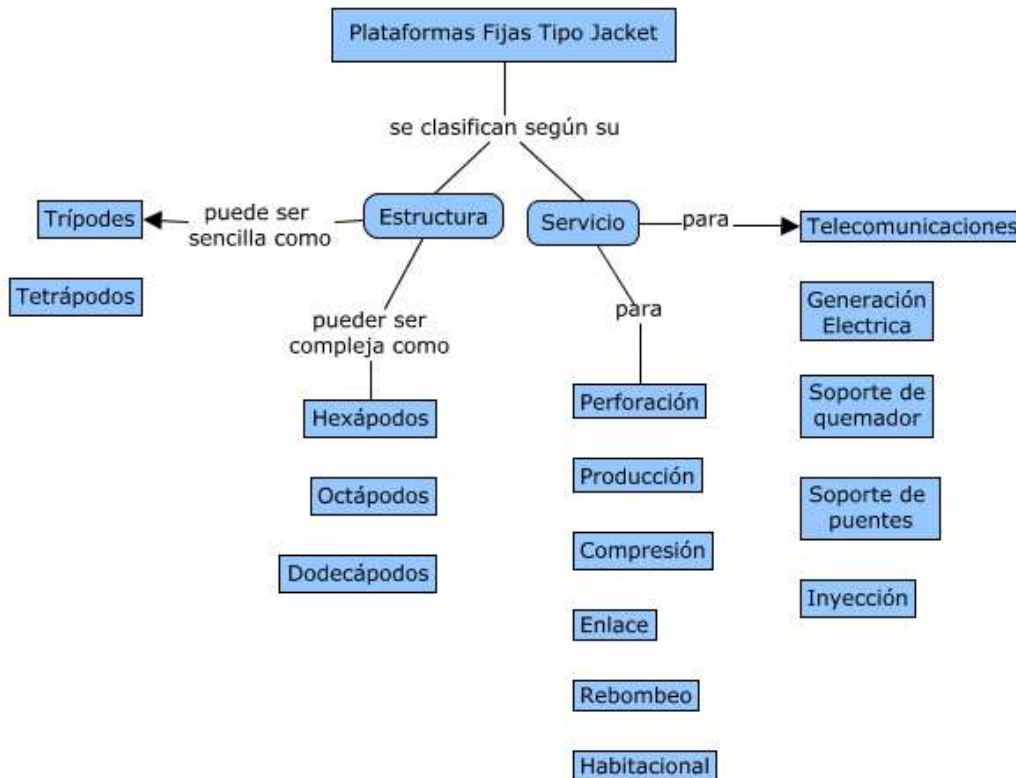


Figura 2-6.: Clasificación de Plataformas Fijas Jacket.

### 2.5.1. Plataforma de Perforación

Este tipo de plataformas debe constar con los elementos necesarios para poder realizar la labor de perforación de pozos para la extracción del crudo. La plataforma de perforación aloja a la paquetería y torre de perforación mediante el cual se perfora el pozo.

Este tipo de plataformas dispone casi siempre de 12 conductores de 30" de diámetro, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. Cuando se encuentra la superestructura instalada, se procede a marcar sobre cubiertas las zonas donde van a estar localizados los paquetes de perforación, los cuales deben colocarse en tres niveles: inferior, medio y superior sobre cubierta. La paquetería son los equipos básicos para la plataforma, esto lo conforma el módulo habitacional, el módulo de compresión, el módulo de generación, deshidratadoras, turbobombas, etc.

El peso estimado de esta plataforma es de 3.000 toneladas (6.600 kips), que incluye las tres partes principales de la plataforma sin la torre de perforación y equipos.

### **2.5.2. Plataforma de Producción**

Las plataformas de producción tienen como función separar el gas de crudo y bombear este último a la costa o a una plataforma de rebombeo. El crudo es un compuesto que comúnmente viene acompañado de agua y gas; por lo que estas estructuras cuentan con equipos de separación de tres fases, lo que separan el gas, el agua y el crudo.

La plataforma de producción tiene la flexibilidad de enviar el gas separado a una plataforma de compresión o al propio quemador. Parte del gas separado se toma para deshidratarlo, endulzarlo y usarlo como combustible de sus propios turbogeneradores y turbobombas. El crudo una vez separado es transportado por un conjunto de motobombas que lo bombean a alta presión hacia la plataforma de enlace y que por medio de ductos marinos finalmente se envían a un buque tanque para su exportación o a instalaciones en tierra para su refinación.

### **2.5.3. Plataforma de Compresión**

Las plataformas cuentan con cuatro módulos de compresión de gas con capacidades que normalmente se encuentran en los 90 MPCD, de los cuales tres se encuentran trabajando permanentemente y uno permanece en espera o en mantenimiento, así una plataforma de compresión tiene una capacidad de compresión de alrededor de 270 MPCD. Además del equipo de compresión, la plataforma cuenta con una planta deshidratadora y endulzadora para convertir el gas amargo y así aprovecharlo como combustible en sus equipos de generación y compresión.

### **2.5.4. Plataforma de Enlace**

Este tipo de plataforma tiene la función de recibir toda la producción de crudo o gas de un determinado número de plataformas de perforación y enviarlo a la de producción. Una vez que está procesado, regresa separado (crudo y gas) a la plataforma de enlace para que finalmente se envíe a un buque tanque para su almacenamiento o a tierra firme para almacenarlo o refinarlo.

### **2.5.5. Plataforma de Rebombeo**

La función específica de este tipo de plataformas marinas, es aumentar la presión y capacidad de transporte de crudo, por ello, se colocan entre las plataformas de enlace y la costa. Esto se logra con turbinas de gas, que accionan las bombas instaladas en las plataformas.

### **2.5.6. Plataforma Habitacional**

Debido a que los equipos instalados en las plataformas necesariamente tienen que ser operados por técnicos y personal especializado, es necesario instalar una plataforma de alojamiento y servicios. Las plataformas habitacionales soportan módulos de vivienda, estos módulos tienen la función de alojamiento al personal que labora en todas las instalaciones costa afuera. Este tipo de plataformas cuentan con todos los servicios básicos necesarios para el descanso y confort del personal. Los servicios principales con los que cuenta una plataforma habitacional son: helipuerto, sala de televisión, control de vuelos y embarques, dormitorios, baños, cocinas, comedor, clínicas médicas, gimnasio, aire acondicionado, bibliotecas, oficinas administrativas, etc. Además este tipo de plataformas son autosuficientes, generan, a través de plantas de tratamiento, agua dulce y tratan las aguas negras para poder verterlas al mar. Semanalmente una embarcación provee de alimentos perecederos a las plataformas y recolecta los residuos sólidos.

### **2.5.7. Plataforma de Telecomunicaciones**

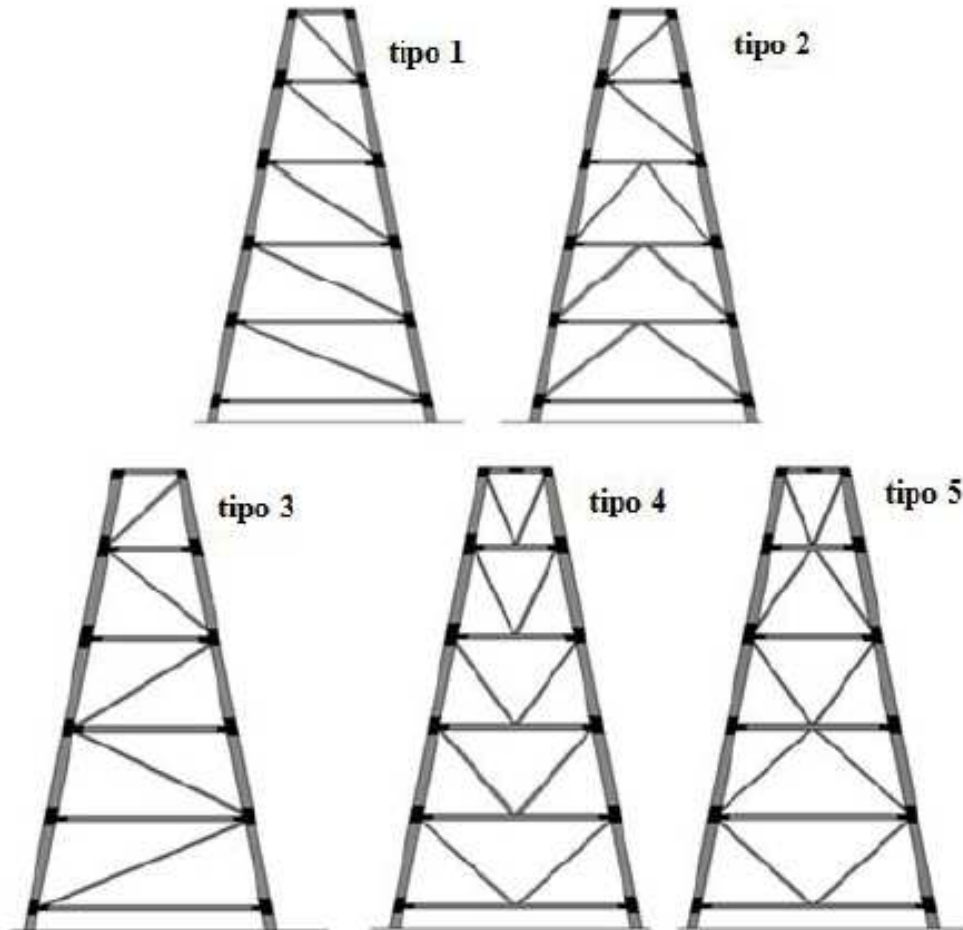
Estos trípodes soportan la torre de comunicaciones junto con su módulo, también aloja los radares, pudiendo desarrollar alguna otra función de servicios que no peligre con la tarea de dar comunicación entre las instalaciones costa afuera, el personal e instalaciones en tierra. Las comunicaciones telefónicas entre plataformas se basan en un sistema de microondas. Además de lo anterior, las plataformas de comunicaciones también están provistas de sistemas de radar que manda sus señales a una pantalla maestra, con la finalidad de tener un control de todas las embarcaciones que salen o llegan a la zona evitando colisiones con la plataforma y se produzca alguna ruptura en los ductos submarinos por un mal manejo de las embarcaciones.

## **2.6. Configuración Estructural de una Plataforma Fija Jacket**

La configuración estructural de las plataformas fijas, se determina principalmente por las condiciones ambientales, tales como la profundidad del agua, las olas, las cargas inducidas a la estructura, etc. Sin embargo se tiene en cuenta que varía ampliamente de un lugar a otro en función de las condiciones antes mencionadas. Las configuraciones estructurales más frecuentes en las plataformas Jacket se pueden observar en la Figura 2-7.

Las configuraciones tipo 1 y 2 constan de pocos miembros que se interceptan en sus juntas, posee poca simetría y redundancia. Además, carece de continuidad del flujo de carga de un esfuerzo a otros niveles, por lo que se necesitan aumentar las dimensiones en el esfuerzo horizontal.

### Configuraciones estructurales de las jackets



**Figura 2-7.:** Configuraciones estructurales[18].

La configuración tipo 3 consta igualmente de pocos miembros que se interceptan en sus juntas, reduciendo gastos de ensamble y soldadura. Sin embargo, carece de simetría y redundancia, la cual no suministra ductilidad ni robustez ante cargas axiales, compresión y tensión. Por lo general utilizadas en áreas con menor presencia sísmica.

Las configuración tipo 4, también conocida como tipo V utilizada frecuentemente en costa afuera, tiene simetría, ductilidad y redundancia, presentando como desventaja la gran cantidad de conexiones en las uniones, adquiriendo altas cargas a los miembros horizontales, por tanto se requiere tener aumento de diámetros.

La configuración tipo 5, también conocida como tipo X; tiene la gran ventaja de reforzar el plano horizontal reduciendo las cargas en ese plano, posee alta rigidez, ductilidad y redun-



dancia, además que en sus juntas se presentan las intersecciones de los elementos aumentando el volumen de soldadura. Utilizada comúnmente en las plataformas tipo Jacket, cuando se encuentran en aguas profundas y en regiones con actividad sísmica, por lo que podría ser la configuración estructural con mayores ventajas para el estudio y diseño de nuestra plataforma. La mejor opción correspondería a la configuración estructural tipo 3, debido a las condiciones ambientales colombianas, la poca actividad sísmica y las profundidades de mar de sus costas, por compaginar sus cualidades estructurales y las características de la zona caribe colombiana.

## 2.7. Condiciones Generales de Diseño

Para el diseño de una estructura Jacket para profundidades de mar existentes en la Costa Caribe Colombiana, se debe tener en cuenta 5 pasos fundamentales, teniéndose en cuenta que 3 de los 5 estarán presentes durante toda la vida útil de la plataforma.

1. Selección de configuración estructural.
2. Determinación de cargas que actúan sobre la estructura.
3. Cálculo de las fuerzas y esfuerzos de la estructura.
4. Dimensionamiento de elementos y conexiones.
5. Configuración final de la estructura.

Cada uno de los procedimientos mostrados anteriormente refleja los pasos a seguir para el diseño de una plataforma offshore fija tipo Jacket, de acuerdo con el Reglamento Norteamericano API RP 21a-WSD (21a Edición); determinando primordialmente la configuración y geometría de la plataforma teniendo en cuenta las condiciones ambientales de la zona de estudio, por consiguiente se requiere determinar las cargas que actúan sobre toda la estructura durante todos los procesos de la plataforma, es decir durante el proceso de fabricación, transporte, instalación, operación y condición de tormenta ( 5 etapas presentes en su vida útil).

Determinar los esfuerzos y fuerzas sobre la estructura logra prevenir fallas por fatiga, pandeo o demás; por lo que los resultados del anterior paso determinarán la selección del material y el dimensionamiento de los elementos y conexiones, logrando así una configuración final de la estructura con diseño óptimo para diferentes condiciones a la que se enfrente.

La espiral de diseño mostrada en la Figura 2-8, ilustra 3 ciclos fundamentales para el diseño de una plataforma offshore basada principalmente en [18]:

- **Estudio de Viabilidad:** En la cual se deben evaluar diferentes opciones para garantizar el objetivo del proyecto y los requisitos que se deben cumplir.
- **Diseño Preliminar:** Se tiene en cuenta los criterios ambientales situaciones tranquilas y bajo tormenta, considerando todas las características que se exigen y logrando un diseño que cumpla con el objetivo planteado.
- **Diseño Final:** Esta fase ilustra el trabajo de construcción, ensamble y puesta en marcha del proyecto garantizando confiabilidad, seguridad y que los componentes de la estructura estén definidos. Incluyendo la fase de transporte e instalación de la plataforma (Vease Anexo A, Figura A-1).



Figura 2-8.: Espiral de Diseño[12].

El esquema de la espiral de diseño[12] representa las actividades tales como, reunión de parámetros de entrada como el depósito y datos ambientales; la selección y el diseño de componentes de sistemas principales como la perforación y producción de pozos, la plataforma y sus instalaciones, el sistema de utilización y los criterios de decisión como la economía y otros, incluyendo los factores externos. El primer lazo alrededor de la espiral generalmente implica la evaluación de varias opciones de desarrollo, que satisfacen las exigencias de entrada y el establecimiento de sus ventajas relativas en lo que concierne a los criterios de decisión. Sin embargo, existe un elemento externo que interrumpe la vida útil de la plataforma, el cual se

debe tener presente pero no se tratara en este escrito. La corrosión afecta toda la estructura incluyendo los elementos que están debajo del lecho marino; la cubierta en su parte inferior se debe ataca constantemente de este agente debido a la salpicadura creada por las olas, la subestructura es afectada por el agua de mar, el crecimiento marino y las corrientes marinas. Vease Anexo A, Figura **A-2**.

**Parte III.**

**Cargas de Diseño**

## 3. Cargas de Diseño

Para el análisis de fuerzas ambientales sobre una plataforma offshore fija tipo Jacket, se deben conocer las cargas a las cuales se expone la estructura estando situada en el mar. Estas se pueden clasificar en dos tipos de cargas, gravitacionales y ambientales.

Por consiguiente, los cálculos de las fuerzas ambientales no se debe realizar según estimaciones de cargas máximas sobre la estructura, puesto que se presentan situaciones extremas como tsunamis, huracanes, terremotos, movimientos de placas tectónicas, tormentas; las cuales afectan de manera directa las fuerzas ambientales aumentándolas con un factor de hasta cinco veces los valores de las cargas normales de operación.

Siendo estas las principales cargas que determinan el ciclo de vida de una estructura, se estudiarán detalladamente los modelos y procesos para determinar las limitaciones que producen cada una teniendo en cuenta los diferentes códigos que velan por un diseño de una estructura óptima para diferentes condiciones ambientales.

### 3.1. Cargas Gravitacionales

Las cargas gravitacionales que se consideran actuando en la Superestructura de una plataforma marina, están integradas, dependiendo su permanencia, en carga muerta, carga viva, carga de equipo y tuberías, según Carrera Rafael [11]; *Análisis de esfuerzos estáticos en un nodo de seis elementos la subestructura de una plataforma Marina de Producción Tipo Octápoda*; 2007.

#### 3.1.1. Carga Muerta

La carga muerta es el peso propio de la estructura, el cual se integra por el peso de los elementos principales y secundarios que forman el modelo estructural. Esta fuerza es calculada por un programa de computo al cual se le agrega información de las propiedades de los elementos como densidad, diámetros, longitud, etc. Las cargas muertas las dividiremos en dos: Carga muerta C1 y Carga muerta C2. La primera representa el peso propio de la estructura, peso de equipos permanentes y peso de agua estancada. Por otro lado, la carga muerta C2 será la carga de equipos que pueden ser removidos o agregados a la plataforma, además del peso por los espacios habitacionales.

### 3.1.2. Carga Viva

Las cargas vivas son aquellas referidas al personal que labora sobre la plataforma, junto con herramientas, equipo menor y algunos líquidos contenidos en recipientes y tuberías; en condición de tormenta, este tipo de carga reduce su magnitud considerablemente ya que la plataforma no labora en estas condiciones (esta reducción se debe contemplar para los análisis de operación y tormenta). Para efecto del análisis local de la Superestructura se considera una densidad de carga viva de acuerdo a la distribución de áreas, como son áreas de carga y descarga, y áreas destinadas para tránsito de personal. Estas cargas las dividiremos acorde a la duración, es decir bajo operación de la estructura se tiene en cuenta el peso de suministros consumibles como fluidos, alimentos, etc; siendo este la carga viva L1. Sin embargo se realizan operaciones como levantamiento de peso de embarcaciones de suministro, amarre de buques, colisiones hasta la carga del helicóptero, las cuales llamaremos carga viva L2.

## 3.2. Cargas Ambientales

### 3.2.1. Cargas efectuadas por Viento.

Siendo las fuerzas de arrastre por olas y corrientes marinas las de menor intensidad, les antecede la fuerza producida por el viento capaz de producir cargas o momentos que pueden adquirir más importancia que las cargas generadas por el oleaje, puesto que en situaciones de tormenta los vientos alcanzan velocidades altas logrando producir cargas de choque sobre la estructura. Dentro de los principales inconvenientes en su medición está el hecho de que las estaciones meteorológicas están basadas en tierra con lo cual los datos de meteorología marina son escasos. *American Bureau of Shipping* en sus reglas para construcción y clasificación de *Mobile Offshore Drilling Units 2001* [19] expresa que la velocidad mínima de viento para servicio costa afuera fijada están entre los 50 nudos para unidades de servicio restringido y los 70 nudos para unidades sin restricción. Para tormenta severa determina una velocidad de 100 nudos

Para estudiar los parámetros del cálculo incluiremos, también, la normativa española R.O.M. *Recomendaciones para Obras Marítimas* que nos entrega una formulación para obtener el valor de la carga generada por el viento.

R.O.M presenta una extensa metodología en su libro *R.O.M 0.4-95* [16], en la cual define como carga de viento a aquella carga de naturaleza variable producida por la actuación directa del viento sobre la estructura resistente o sobre elementos no estructurales que incidan sobre ella, independientemente de que se considere su actuación directamente para el cálculo estructural o como acción exterior de otras cargas variables o accidentales.

Considera que la acción del viento, a pesar de tener el carácter de carga dinámica frecuencial, podrá asimilarse en la mayor parte de los casos a una carga estática horizontal determinada según los criterios que nos ofrecen en su documentación, esto, apoya nuestra decisión de realizar el análisis de las fuerzas ambientales por el método cuasiestático. La expresión general para el cálculo de la acción del viento sobre cualquier estructura situada en el mar viene dada por:

$$F_v = C_v * \frac{\rho}{2} * V_v^2 * A_v \quad (3-1)$$

Donde:

- $F_v$  = Fuerza del viento.
- $C_v$  = Coeficiente Eólico.
- $A_v$  = Área proyectada de las superficies a la que se encuentra.

Algunos autores incluyen el coeficiente eólico en esta formulación y otros solo en la resolución final para obtener el resultado de la fuerza. La metodología nos indica que la estructura deberá subdividirse en sus distintas partes, aplicando el coeficiente correspondiente a cada una de las superficies, así el resultado será una sumatoria de todas las partes afectadas. De los parámetros que componen la formulación, el coeficiente eólico y la velocidad del viento se registran de manera experimental (registrados en la zona donde se ubica la estructura), presentando un factor de proximidad a los resultados; sin embargo, falsas mediciones pueden sobre-dimensionar el valor de la fuerza o bien entregar un valor menor provocando alteraciones en el diseño de la estructura.

### Valores del coeficiente eólico( $C_v$ )

Estos valores varían para distintas fuentes, por consiguiente el coeficiente eólico se descompone en dos partes, representando el factor de forma de la estructura y el factor dependiente de la altura a la que se encuentra la parte afectada de la estructura.

$$C_v = C_s * C_h \quad (3-2)$$

Donde:

- $C_s$  = Coeficiente de forma.
- $C_h$  = Coeficiente de altura.

El factor de forma es variable en función de la dirección de actuación del viento, sus valores se estipulan para un viento actuando en la dirección principal de los ejes de la estructura, a pesar de esto entregan la posibilidad de calcular la fuerza resultante para viento que actúa en cualquier dirección bajo estos coeficiente pero con una formulación distinta. Los valores de coeficiente de forma (Cs) y altura (Ch) se encuentran en la Tabla **3-1** y Tabla **3-2**.

Valores para Cs	
Forma	Valor
Esféricas	0.4
Formas Cilíndricas (todos los tamaños)	0.5
Casco (tipo de superficie)	1.0
Superestructura	1.0
Estructuras aisladas (grúas, vigas, puentes, etc.)	1.5
Áreas bajo cubierta (superficies lisas)	1.0
Áreas bajo cubierta (baos y eslora)	1.3
Pescantes, aparejos de grúas (cada cara)	1.3

**Tabla 3-1.:** Valores de coeficiente de Forma (Cs)[5].



Altura (Metros)	Altura (Pies)	Ch
0.0-15.3	0-50	1.00
15.3-30.5	50-100	1.10
30.5-46.0	100-150	1.20
46.0-61.0	150-200	1.30
61.0-76.0	200-250	1.37
76.0-91.5	250-300	1.43
91.5-106.5	300-350	1.48
106.5-122.0	350-400	1.52
122.0-137.0	400-450	1.56
137.0-152.5	450-500	1.60
152.5-167.5	500-550	1.63
167.5-183.0	550-600	1.67
183.0-198.0	600-650	1.70
198.0-213.5	650-700	1.72
213.5-228.5	700-750	1.75
228.5-244.0	750-800	1.77
244.0-256.0	800-850	1.79
256	850	1.80

**Tabla 3-2.:** Valores de coeficiente de altura (Ch)[5].

Una consideración que debemos tener antes de calcular definitivamente la fuerza por viento es el valor de la velocidad a utilizar. Ya tenemos claro que debemos tomar siempre la velocidad máxima registrada en la zona o la máxima que se podría registrar y no sólo el promedio. El viento cerca de la superficie está siendo afectado por fluctuaciones aleatorias conocidas como "ráfagas de viento", por ello se recomienda en el cálculo independiente de la fuerza producto del viento, considerar una superposición de las fluctuaciones aleatorias tridimensionales de las turbulencias atmosféricas, matemáticamente representado por:

$$W(t) = \alpha * V_{media} \quad (3-3)$$

Donde  $\alpha$  es un coeficiente de ráfaga o un factor de ráfaga, definido como la razón entre la velocidad momentánea del viento en un periodo corto de tiempo y la velocidad media. Este

valor puede ser obtenido de forma clásica, por ejemplo de una distribución de probabilidad, pero para ello debemos contar con el registro histórico de los vientos.

### 3.2.2. Cargas efectuadas por Corrientes

Las corrientes marinas son movimientos de arrastre o traslado de aguas oceánicas producidas por la acción combinada del viento, las mareas y la densidad del agua, las que a su vez se originan por las variaciones de temperatura de las masas de agua de diversas latitudes, como el ecuador o los polos, no siendo un fenómeno periódico. La dirección de una corriente marina se indica siempre por la dirección de su desplazamiento. Según su origen se clasifican en corrientes termo-halinas, de arrastre o de viento y corrientes de gradientes o de mareas.

#### Metodología para el cálculo de cargas por corrientes marinas

La expresión pertenece a la fórmula clásica de mecánica de fluidos para un elemento sumergido de una estructura flotante:

$$F_c = C_d * \frac{\rho_s}{2} * V_c^2 * A_c \quad (3-4)$$

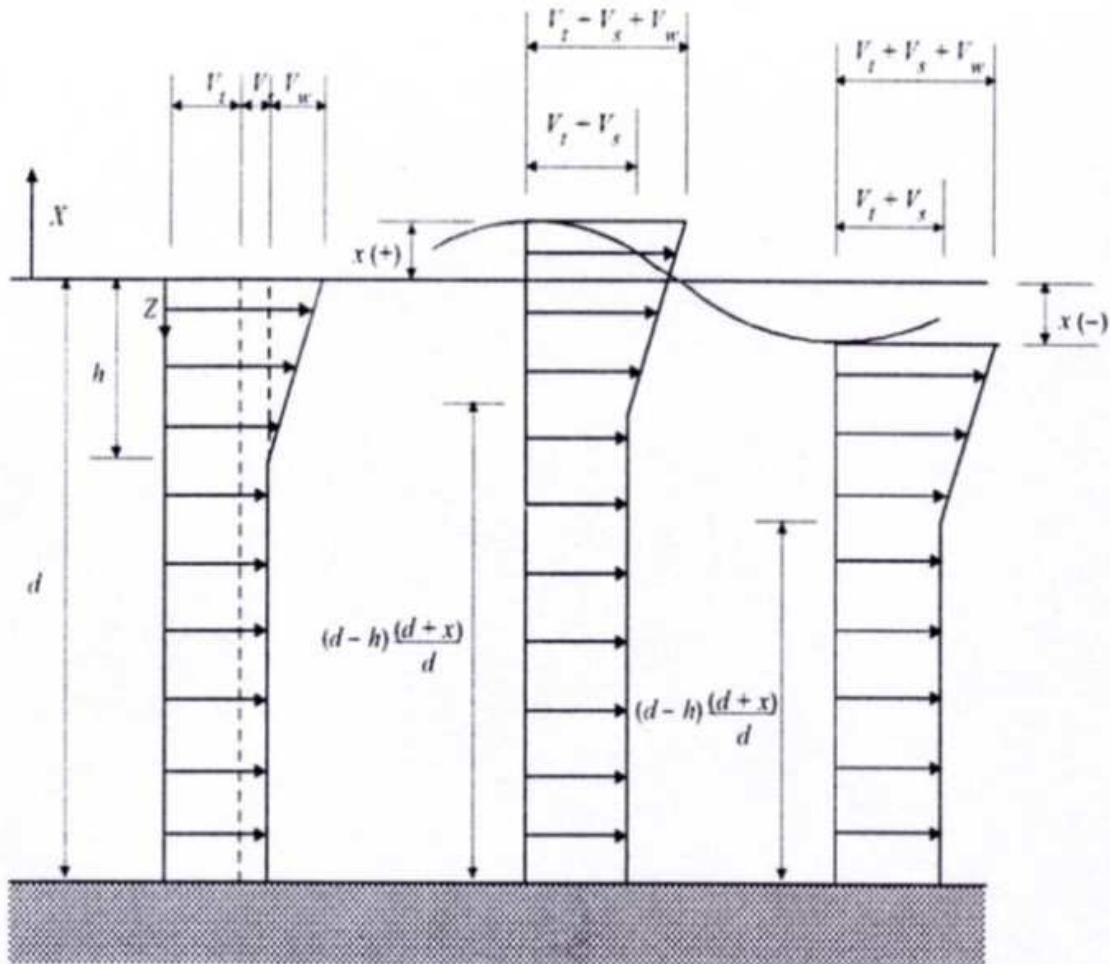
Donde:

- $F_c$  = Fuerza de la corriente.
- $C_d$  = Coeficiente de arrastre.
- $A_c$  = Área de la superficie que se opone a la corriente. ( $m^2$ ).
- $V_c$  = Velocidad de la corriente.
- $\rho_s$  = Densidad del agua (1,025 - 1,040 Kg/ $m^3$ ).

La casa clasificadora ABS<sup>3</sup> indica que para determinar las cargas ejercidas por corrientes marinas y olas usando la ecuación de Morrison's, la velocidad de la corriente debe ser la suma vectorial de la misma con la velocidad orbital de la partícula. Además, la velocidad tendrá las componentes de la corriente, de las olas y el viento.

Se observa en la Figura **3-1** los perfiles de velocidades de corrientes para aguas tranquilas y su modificación en presencia de olas[19]. Siendo ( $V_t$ ) la componente de la velocidad de marea en dirección del viento, ( $V_s$ ) la componente de la corriente oleada por tormenta, ( $V_w$ ) la velocidad de la corriente conducida por viento, (H) la profundidad de referencia, (Z) distancia considerada bajo el nivel de aguas tranquilas, (d) profundidad desde el nivel de aguas tranquilas. La formulación entregada por ABS se presenta a continuación para la corriente asociada con olas:

<sup>3</sup>American Bureau of Shipping



**Figura 3-1.:** Perfiles de velocidades de corrientes[5].

$$V_c = \begin{cases} V_t + V_s + V_w * \left[\frac{(h-z)}{h}\right] & \text{para } z \leq h \\ V_t + V_s & \text{para } z > h \end{cases}$$

Por el contrario, la sociedad LR (1992) indica que la velocidad de corriente debe calcularse según:

$$V_c(z) = V_{tc}(z) + V_w(z) \quad (3-5)$$

Donde  $(z)$  es la profundidad tomando el nivel del mar como referencia,  $(V_c)$  la velocidad total de la corriente al nivel  $z$ ,  $(V_{tc})$  la velocidad de la corriente de marea a nivel  $z$ ,  $(V_w)$  la velocidad de la corriente por viento a  $z$  metros.

### 3.2.3. Cargas efectuadas por Olas

Como ya se ha comentado, las estructuras offshore se enfrentan a condiciones ambientales hostiles. Para la supervivencia de las mismas se deben estudiar los efectos de estos fenómenos y tenerlos en cuenta en su diseño. Dado el tamaño de estas estructuras y el gran diámetro de sus miembros, si se desea obtener diseños confiables, el factor principal que se debe comprender y que reviste la mayor importancia es la evaluación de las fuerzas hidrodinámicas derivadas del oleaje marino en situaciones críticas de tormenta. Por lo tanto, en este trabajo nos vamos a centrar en el efecto que produce el oleaje sobre este tipo de estructuras. Para calcular dicho efecto, es necesario disponer básicamente de: (a) una teoría que caracterice el estado del mar, es decir, que describa el movimiento del fluido y (b) una formulación apropiada que permita transformar el movimiento del fluido en fuerzas hidrodinámicas aplicadas sobre los elementos estructurales.

Sin embargo, la norma API<sup>4</sup> nos facilita los procedimientos a seguir para determinar las diferentes cargas teniendo en cuenta la dirección de la ola, altura y período, profundidad del agua y perfil de corriente reflejadas en la Figura 3-2.

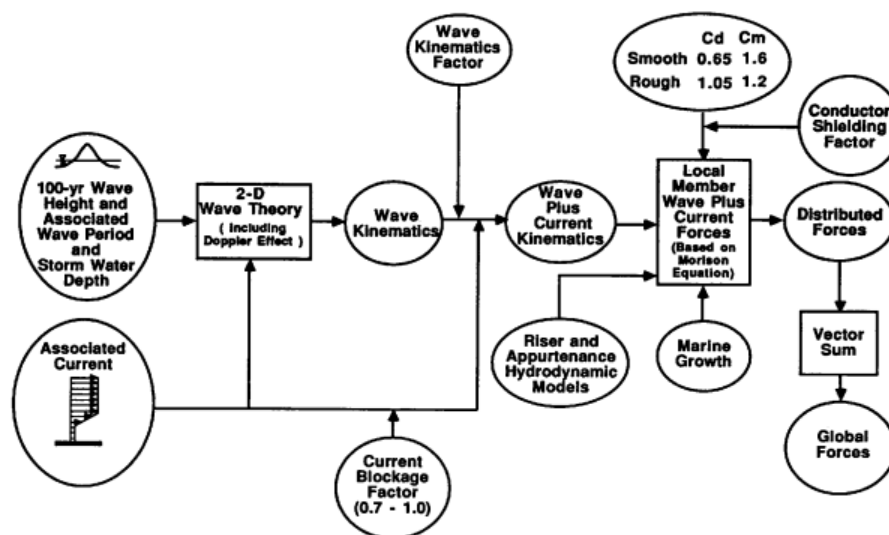


Figura 3-2.: Procedimientos para determinar fuerzas por oleaje[4].

#### Periodo Aparente

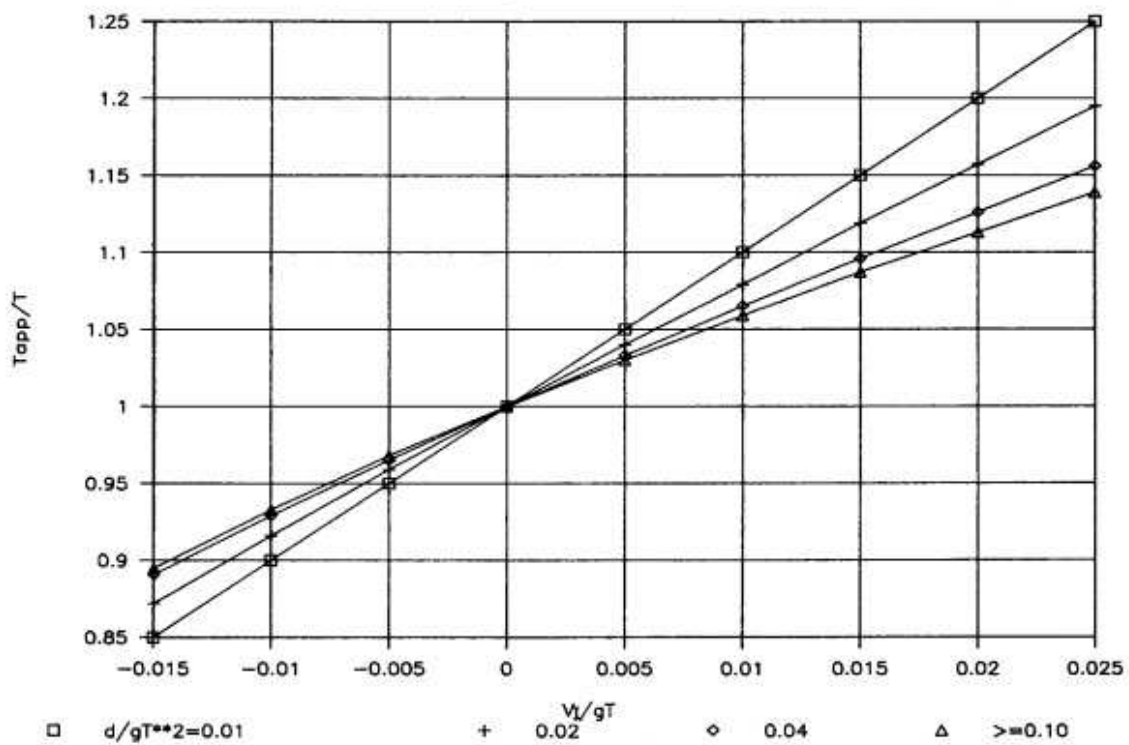
Una corriente en la dirección de la ola, tiende a estirar la longitud de la misma, mientras que otra en dirección contraria tiene a acortar la longitud de la ola por propagación de una

<sup>4</sup>Instituto Americano de Petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataformas fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LFRD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 de 2003. Sección C, p. 26-33

ola sobre una corriente lineal. El período aparente puede ser estimado a partir de la **Figura 3-3**; sin embargo, para valores pequeños de  $d/gT^2$ , la **Ecuación 3-6** nos facilita el cálculo.

$$\left(\frac{T_{app}}{T}\right) = 1 + \frac{V_1}{\sqrt{g * d}} \quad (3-6)$$

Aunque está aplica para corrientes uniformes en toda la profundidad de agua. La **Figura 3-3** refleja estimaciones para corrientes uniformes y superiores de 50 m, para otros perfiles de corrientes se utiliza un modelo matemático no lineal por medio de iteraciones.



**Figura 3-3.:** Cálculo del período aparente[4].

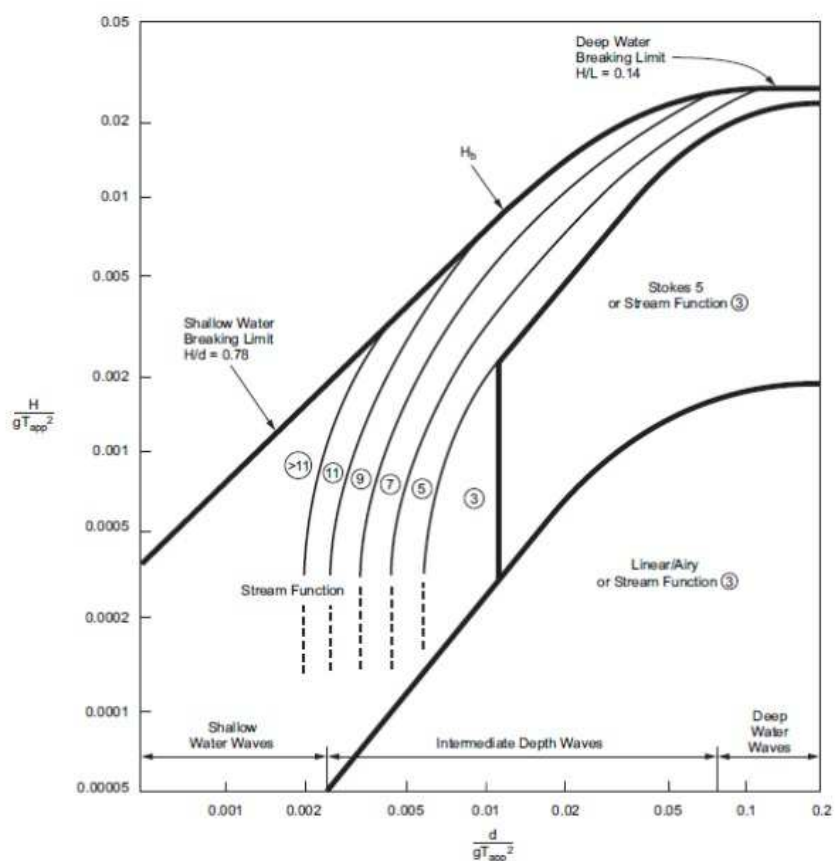
Teniendo el período aparente de la ola, la altura significativa y la profundidad de agua se puede calcular la cinemática de las olas en dos dimensiones teniendo en cuenta la teoría de ola que aplique según la **Figura 3-4** que muestra las regiones en las que se encuentran la aplicación de cada teoría.

### Cinemática de las partículas de agua

Para determinar el modelado bidimensional de los estados de mar existen varias teorías de onda entre estas:

- Stream Function
- Stokes de 5º orden.
- Ola lineal o Airy[17].

La **Figura 3-4** (figura 2.3.1-3 de la sección 2 del API RP 2A-WSD), muestra las regiones de aplicación de las teorías de olas mencionadas anteriormente.



**Figura 3-4.:** Regiones de aplicación de las teorías de olas[4].

La más simple y utilizada es la teoría lineal de Airy, dado que la derivación de su fórmula se fundamenta del potencial de velocidades la cual depende de la posición de la partícula en el seno del fluido y del instante  $t$  que se toma como referencia. Véase **Ecuación 3-7**.

$$\phi(z, y, t) = \frac{A * g}{w} * \frac{\cosh K(y + d)}{\sinh(K * d)} * \text{sen}(K * x - w * t) \quad (3-7)$$

Donde:

- A = Amplitud de la onda.
- g = aceleración de la gravedad.
- w = Frecuencia de la onda (rad/s).
- K = Número de onda.
- d = Altura de la lámina de agua.

El número de onda puede ser determinado a partir de **Ecuación 3-8**.

$$w^2 = K * g * \tanh(K * d) \quad (3-8)$$

si  $d$  es suficientemente grande entonces  $\tanh(K * d) \rightarrow 1$  y se puede simplificar la expresión de la siguiente manera:

$$K \simeq \frac{w^2}{g} \quad (3-9)$$

Sin embargo, la longitud de onda  $\lambda$  puede ser calculada mediante la relación:

$$\frac{2 * \pi}{T^2} = \frac{g}{\lambda} * \tanh\left(\frac{2 * \pi * d}{\lambda}\right) \quad (3-10)$$

donde T es el período de la onda. Si aumenta  $d$ , puede escribirse:

$$\lambda \simeq \frac{T^2 * g}{2\pi} \quad (3-11)$$

Derivando la **Ecuación 3-7** con respecto a la posición se obtienen las velocidades del fluido:

$$u_x = \frac{K * A * g}{w} * \frac{\cosh K(y + d)}{\sinh(K * d)} * \cos(K * x - w * t) \quad (3-12)$$

$$u_y = \frac{K * A * g}{w} * \frac{\sinh K(y + d)}{\sinh(K * d)} * \sin(K * x - w * t) \quad (3-13)$$

Si derivamos la **Ecuación 3-12** y **Ecuación 3-13** con respecto al tiempo, según lo expresado por Francisco Beltran y Miguel Cerrolaza en su artículo [7], se obtienen las aceleraciones del fluido:

$$\dot{u}_x = K * A * g * \frac{\cosh K(y + d)}{\sinh(K * d)} * \sin(K * x - w * t) \quad (3-14)$$

$$\dot{u}_y = K * A * g * \frac{\sinh K(y + d)}{\sinh(K * d)} * \cos(K * x - w * t) \quad (3-15)$$

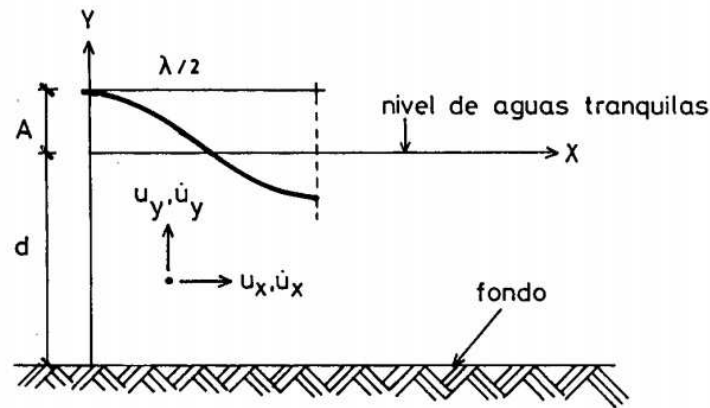


Figura 3-5.: Caracterización del oleaje: Teoría lineal de Airy[7].

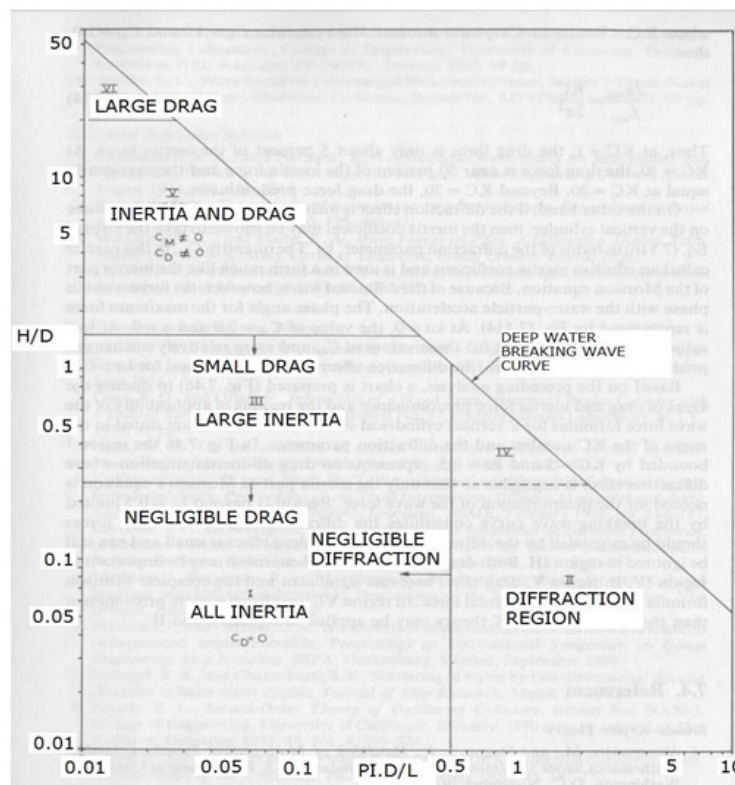
### Fuerzas hidrodinámicas sobre elementos estructurales

El diseño y construcción de plataformas para extracción de petróleo dependen de las condiciones a las que estén expuestas bajo diferentes aspectos de climatización. Por tanto para el cálculo de las fuerzas actuantes sobre una estructura debido a la acción del oleaje se puede estimar de tres formas diferentes. Estas son:

- Ecuación de Morison: La fuerza actuante tiene dos componentes actuando simultáneamente, el término de inercia y el de arrastre. Este cálculo se puede aplicar cuando la estructura es pequeña respecto a la longitud de onda del oleaje.
- Teoría de Froude-Krylov: La fuerza se calcula a través de la presión de agua sobre la superficie de la estructura. La ventaja de este método respecto al de Morison es que los coeficientes de fuerza y forma suelen ser más fáciles de calcular que los de inercia y arrastre. Esta teoría se aplica en un rango un poco más amplio que el anterior, aunque el tamaño de la estructura debe ser todavía relativamente pequeño respecto a la longitud de onda del oleaje.
- Teoría de la difracción: Debe utilizarse cuando la estructura tiene un tamaño parecido a la longitud de onda o múltiplos de ella y por tanto la influencia de la difracción del oleaje en las fuerzas actuantes puede ser relativamente importante. La dificultad de este método viene dada por la resolución, generalmente numérica de la ecuación de Laplace.



De acuerdo a lo comentado anteriormente, cuando el elemento estructural posee una relación pequeña entre su longitud significativa (siendo esta longitud el diámetro en caso de un cilindro) y la longitud de onda de la ola (Véase Figura 3-6), dicho elemento no perturba significativamente la propagación de la ola incidente, por lo tanto, es posible utilizar la ecuación de Morison para el cálculo de fuerzas hidrodinámicas sobre cilindros esbeltos. Tal es el caso de la gran mayoría de las plataformas de acero, donde los elementos estructurales usualmente no superan diámetros de dos metros, frente a longitudes de onda que son generalmente mayores de cien metros para las olas de diseño.



**Figura 3-6.:** Regiones para determinar la teoría de formulación de las fuerzas hidrodinámicas

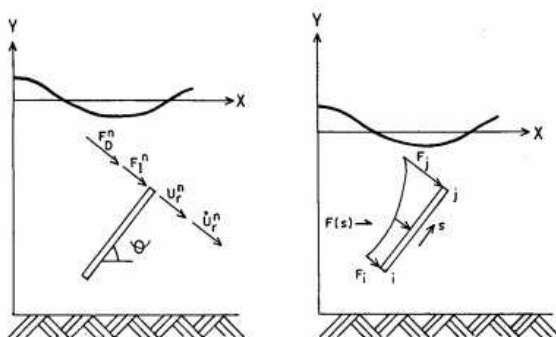
La ecuación de Morison es una fórmula de tipo semiempírica, que representa la fuerza hidrodinámica por unidad de longitud, producida por un oleaje sin rotura, sobre un cilindro vertical que se extiende desde el fondo marino a la superficie libre. Como resultado, se obtienen dos componentes de la fuerza, un primer componente de arrastre y otro de inercia. Véase **Ecuación 3-16**.

La fuerza de arrastre es debida a los efectos de la viscosidad del fluido y es proporcional al cuadrado de la velocidad relativa de la partícula del fluido, que corresponde a la diferencia

entre la velocidad del fluido y la velocidad estructural. Por otra parte, la fuerza de inercia se puede estimar de dos formas; la primera como la masa hidrodinámica del elemento en movimiento, la cual representa la fuerza generada por el miembro al fluido que le rodea ó como la fuerza que ejerce el fluido acelerado sobre el elemento empotrado o fijo.

$$F = C_D * \rho * \frac{D}{2} * |u| * u + (C_M - 1) * \Pi * \rho * \frac{D^2}{4} * \dot{u} + \Pi * \rho * \frac{D^2}{4} * \dot{u} \quad (3-16)$$

Los coeficientes de arrastre e inercia ( $C_D$  y  $C_M$ ) dependen del número de Reynolds, del número de Keulegan-Carpenter y de la rugosidad del miembro. La ecuación de Morison fue deducida de manera semiempírica mediante ensayos de campo y laboratorio sobre elementos estructurales verticales sometidos a fuerzas que provocaban desplazamiento horizontal producto de una onda incidente; sin embargo, una plataforma no solo posee elementos verticales, por lo que se considero utilizar la técnica propuesta por Borgman, la cual considera que sólo producen fuerzas las velocidades y aceleraciones normales al elemento estructural, despreciándose las componentes tangenciales. La fuerza de arrastre e inercia se calculan en los extremos y punto medio de los elementos estructurales, con una distribución de cargas caracterizada por un polinomio. Véase Figura 3-7.



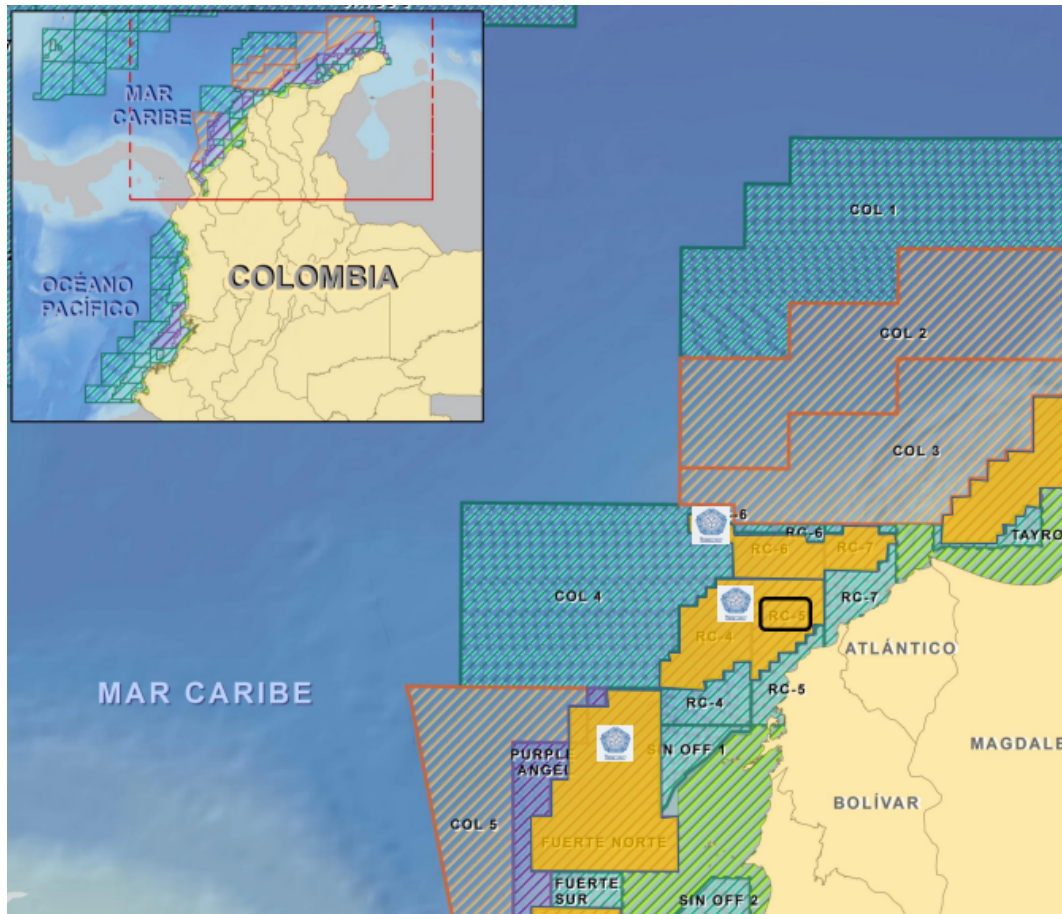
**Figura 3-7.:** Cargas hidrodinámicas sobre un elemento inclinado[7].

	AGUAS SOMERAS* $d \leq L/20$	AGUAS INTERMEDIAS* $L/2 > d > L/20$	AGUAS PROFUNDAS* $d \geq L/2$
Ecuación de la superficie libre	$\eta = a \cdot \text{sen}(k \cdot x - \omega \cdot t)$		
Velocidad de fase (Celeridad) $C =$	$\sqrt{g \cdot d}$	$\frac{g}{\omega} \cdot \text{tgh}(k \cdot d)$	$\frac{g}{\omega}$
Longitud de onda $L =$	$T \cdot \sqrt{g \cdot d}$	$\frac{gT^2}{2\pi} \cdot \text{tgh}\left(\frac{2\pi \cdot d}{L}\right)$	$\frac{gT^2}{2\pi}$
Frecuencia angular $\omega^2 =$	$g \cdot k^2 \cdot d$	$g k \text{tgh}(k \cdot d)$	$g k$
Celeridad de grupo $Cg =$	$\sqrt{g \cdot d}$	$\frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{2kd}{\text{senh}(2kd)} \right] \cdot C$	$\frac{g}{2\omega} = \frac{1}{2} \cdot C$
Comp. horizontal de velocidad $u =$	$a \sqrt{\frac{g}{d}} \text{sen}(kx - \omega t)$	$\frac{agk}{\omega} \cdot \frac{\cosh[k \cdot (d+z)]}{\cosh(k \cdot d)} \cdot \text{sen}(kx - \omega t)$	$a \cdot \omega \cdot e^{kz} \text{sen}(kx - \omega t)$
Comp. vertical de velocidad $w =$	$a \omega \left( 1 + \frac{z}{d} \right) \cos(kx - \omega t)$	$-\frac{agk}{\omega} \cdot \frac{\text{senh}[k \cdot (d+z)]}{\cosh(k \cdot d)} \cdot \cos(kx - \omega t)$	$-a \cdot \omega \cdot e^{kz} \cos(kx - \omega t)$
Desp. horizontal de la partícula $\xi_{\omega} =$	$\frac{a}{\omega} \sqrt{\frac{g}{d}} \cos(kx - \omega t)$	$\frac{agk}{\omega^2} \cdot \frac{\cosh[k \cdot (d+z)]}{\cosh(k \cdot d)} \cdot \cos(kx - \omega t)$	$a \cdot e^{kz} \cos(kx - \omega t)$
Desp. vertical de la partícula $\zeta =$	$a \left( 1 + \frac{z}{d} \right) \text{sen}(kx - \omega t)$	$-\frac{agk}{\omega^2} \cdot \frac{\text{senh}[k \cdot (d+z)]}{\cosh(k \cdot d)} \cdot \text{sen}(kx - \omega t)$	$-a \cdot e^{kz} \text{sen}(kx - \omega t)$
Presión (sobre la atmosférica) $\frac{P}{\rho \cdot g} =$	$\eta - z$	$\eta \cdot \frac{\cosh[k \cdot (d+z)]}{\cosh(k \cdot d)} - z$	$\eta \cdot e^{kz} - z$

**Figura 3-8.:** Perfil, Presión Hidrostática, Aceleración y Velocidades de partículas de una ola regular[17].

### 3.2.4. Evaluación Analítica de Cargas por Oleaje

Para entender un poco el comportamiento de las diferentes cargas que actúan sobre una plataforma, tomaremos como fundamento el análisis de una pierna o columna para entender como afectan las cargas a la misma. El análisis se ubicará en Galerazamba (Véase Figura 3-9) con pronóstico meteorológicos del 20 de julio de 2015.



**Figura 3-9.:** Ubicación: Mapale1; Galerazamba; Bloque RC5; Colombia[15]

La columna se discretiza con tener un diámetro de 0.75 m, un espesor de 0.0250 m; utilizando el acero ASTM A36 con módulo de Young = 210 Gpa, Coeficiente de Poisson = 0.3 y densidad de  $7500 \text{ kg/m}^3$ . El estado de mar y sus componentes se pueden apreciar en la Tabla **3-3** (tomados de la base de datos de CIOH<sup>5</sup>):

Teniendo en cuenta la Sección 3.2.3, lo primordial para el cálculo de cargas por oleaje es realizar una caracterización del estado de mar, es decir determinar la profundidad, la altura de olas, retorno de olas para períodos de 50 a 100 años y por último los coeficientes de arrastre e inercia, los cuales se pueden determinar a partir del Anexo A, Tabla **A-1**. Sin embargo, la normativa API (WSD) nos brinda los valores de los coeficientes a partir de la profundidad del mar.

<sup>5</sup>CIOH, Centro de Investigaciones Oceanográficas e Hidrográficas del Caribe, Equion, Periodo de la Ola, Galerazamba, Web: <http://www.cioh.org.co/meteorologia/equion-per.php>

Definición	Valor
Profundidad (d)	150 mts.
Altura de la ola (H)	1,6 mts.
Período Pico (Tp)	19 seg.
Coefficiente de arrastre ( $C_D$ )	1,0.
Coefficiente de inercia ( $C_M$ )	2,0.

**Tabla 3-3.:** Discretización de estado de Ola

### Cálculo del Período aparente

Como sabemos las corrientes en cualquier dirección de la ola nos afecta la longitud de la misma, por tanto para calcular el período aparente tenemos en cuenta ciertos parámetros como el período de la ola (19 s), la velocidad de la corriente<sup>6</sup> (para nuestro caso 1 nudo = 0.515 m/s), la profundidad de agua y la gravedad (9.81 m/s<sup>2</sup>). Por tanto, utilizamos la siguientes ecuaciones para determinar el valor del período aparente.

$$\frac{d}{g \cdot T^2} = \frac{150m}{9,81m/s^2 \cdot (19s)^2} = 0,0423 \quad (3-17)$$

Teniendo en cuenta que la ola se encuentra en la misma dirección de la corriente tenemos:

$$\frac{V_c}{g \cdot T^2} = \frac{0,515m/s}{9,81m/s^2 \cdot (19s)^2} = 0,0001454 \quad (3-18)$$

Con estos valores ingresandólos en la **Figura 3-10** calculamos el período aparente.

<sup>6</sup>Tomado de la base de datos de CIOH

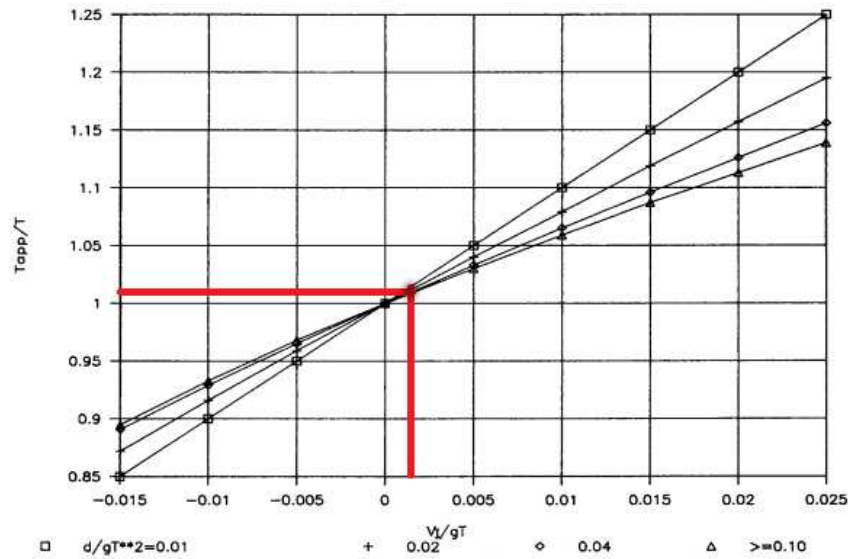


Figura 3-10.: Cálculo del período aparente.

Por lo tanto:

$$\frac{T_{app}}{T} \approx 1,01 \Rightarrow T_{app} = 19,2s \quad (3-19)$$

### Cinemática de la Ola bidimensional

Para determinar el modelado bidimensional del estado de mar se tienen en cuenta parámetros como la altura de la ola (1.6 m), periodo aparente (19.2 s), la profundidad (150 m) y la gravedad ( $9.81 \text{ m/s}^2$ ). Utilizando la **Figura 3-4**, que muestra las regiones de aplicabilidad de las diferentes teorías según las ecuaciones de sus ejes, las cuales se determinan a continuación:

$$\frac{d}{g \cdot T_{app}^2} = \frac{150m}{9,81m/s^2 \cdot (19,2s)^2} = 0,0415 \quad (3-20)$$

$$\frac{H}{g \cdot T_{app}^2} = \frac{1,6m}{9,81m/s^2 \cdot (19,2s)^2} = 0,000442 \quad (3-21)$$

Por consiguiente, se trasponen los resultados en la **Figura 3-11**, que nos muestra el perfil óptimo para el cálculo, obteniendo como resultado la teoría de Airy o lineal la cual se fundamenta del potencial de velocidades que depende de la posición de la partícula en función del seno del fluido y del instante de tiempo que se toma como referencia.

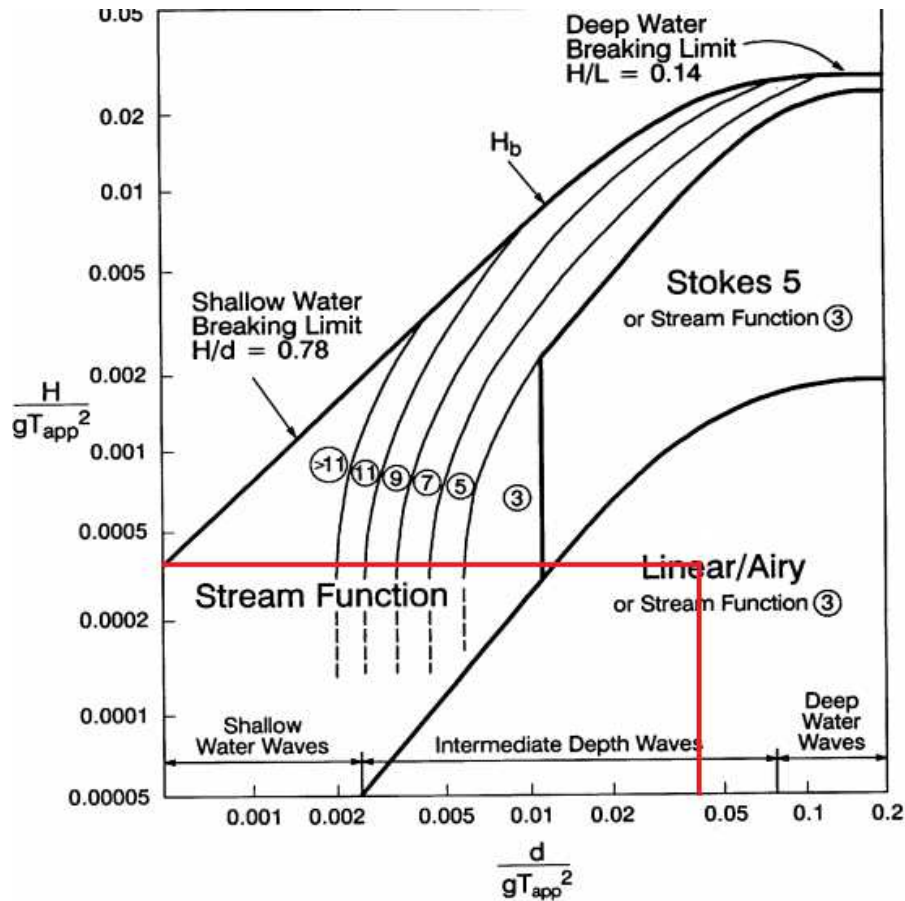


Figura 3-11.: Determinación del perfil según teoría de ola.

### Fuerzas de Morison's

La teoría lineal de Airy resulta conveniente para la formulación del problema dado a su carácter lineal y sencillez. Según la Figura 3-6 observamos que la estructura se encuentra en la región V, por lo cual permite la aplicación de la ecuación de Morison's. Por consiguiente, para calcular las fuerzas de Morison's se determinan las velocidades y aceleraciones de las partículas a partir de la **Ecuación 3-12** y **Ecuación 3-13**, para luego determinar las siguientes ecuaciones referentes a la fuerza de inercia y arrastre de la ola.

$$F_{inercia} = C_m * \frac{\pi * D}{4H} * \frac{\pi * \rho * D * H^2 * L}{T^2} * sen(\theta) \quad (3-22)$$

$$F_{arrastre} = C_d * \frac{g * T^2}{16 * \pi * L * \sinh(2kd) * [2kd + \sinh(2kd)]} * \frac{\pi * \rho * D * H^2 * L}{T^2} * cos(\theta) * cos(\theta) \quad (3-23)$$

$$F_{Total} = F_{inercia} + F_{arrastre} \quad (3-24)$$

Por tanto, se debe realizar una sumatoria de fuerzas para determinar la fuerza total de Morison que sufre la estructura. Se debe tener en cuenta que la suma es vectorial puesto que las cargas son fuerzas distribuidas sobre la estructura, las cuales cuentan con una dirección y una magnitud al aplicar un vector resultante; para este ejemplo no aplica la suma vectorial dado que se estudia como fuerzas puntuales en una misma dirección. Los resultados analíticos se pueden apreciar en la Tabla 3-4.

Grados	Fuerza de Arrastre	Fuerza de Inercia	Fuerza Total
0.0	0.0	1475.65	1475.65
30.0	3447.30	1106.74	4554.04
90.0	6894.59	0.0	6894.59
120.0	5970.89	-368.91	5601.98
150.0	3447.30	-1106.74	2340.55
180.0	0.0	-1475.65	-1475.65
210.0	-3447.30	-1106.74	-4554.04
240.0	-5970.89	-368.91	-6339.80
270.0	-6894.59	0.0	-6894.59
330.0	-3447.30	1106.74	-2340.55
360.0	0.0	1475.65	1475.65

**Tabla 3-4.:** Resultado analítico Fuerzas de Morison.

Sin embargo, el cálculo de las fuerzas de Morison es muy dispendioso debido que se realiza un cálculo de la fuerza puntuales de arrastre e inercia que actúa sobre un elemento en los diferentes instantes de tiempo de la ola, es decir para cada instante un valor de fuerza de arrastre e inercia diferentes; a partir de esto se realiza una sumatoria de fuerzas entre los totales de la fuerza de arrastre e inercia. Por el contrario, el proceso numérico es sencillo mediante un lenguaje de programación básico que permite describir el ambiente de la ola, viento, corriente y configuración estructural con todos los parámetros de la plataforma; luego mediante códigos y funciones se calcula la fuerza de Morison teniendo en cuenta el periodo de la ola en relación con las cargas reflejadas en cada instante de tiempo. Observe los datos obtenidos numericamente en la Tabla 3-5.



Grados	Fuerza Total de Morison
0.0	2033.41
30.0	4929.43
90.0	5999.82
120.0	5591.37
150.0	2270.73
180.0	-1962.32
210.0	-4848.20
240.0	-5970.79
270.0	-5616.19
330.0	-2276.61
360.0	2033.49

Tabla 3-5.: Resultado Numérico Fuerzas de Morison - GTStrudl.

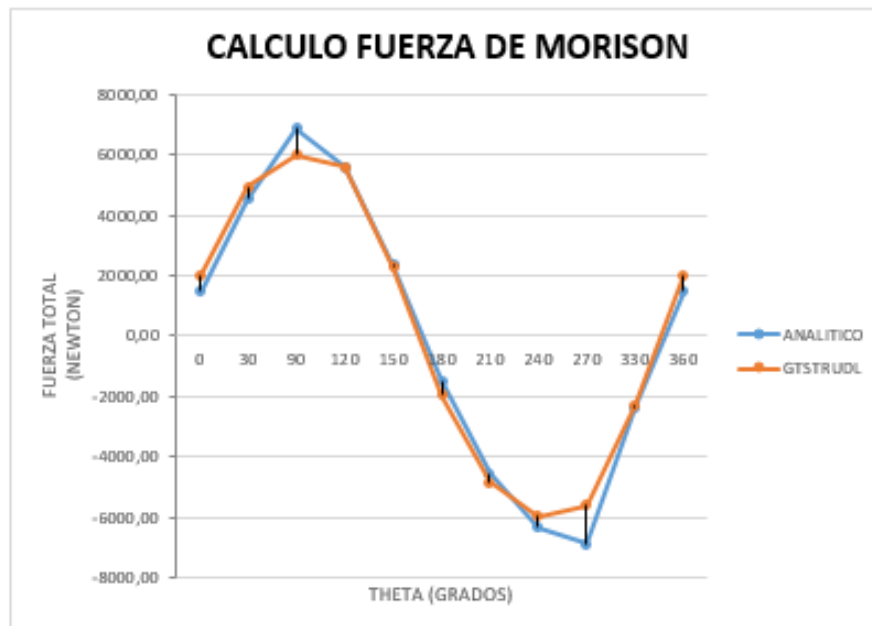


Figura 3-12.: Cálculo Analítico vs Numérico.

Teniendo en cuenta los valores calculados tanto analítico como numéricamente, siendo estos los valores de referencia, se determina un margen de error que no sobrepasa el 27.43 por ciento.

## **Parte IV.**

# **Metodología de Análisis de Diseño de una Plataforma Offshore Jacket**

## 4. Metodología de Análisis Estructural de una Plataforma Offshore Jacket sometida a Cargas de Oleaje

Para realizar el análisis estructural de una plataforma debemos guiarnos de la **Figura 4-1**, que expone los procedimientos para realizar el cálculo de las cargas por oleaje teniendo en cuenta la dirección de la ola, altura, periodo, perfil de corriente y profundidad del agua.

Estos procedimientos se dividen en tres etapas: la primera consiste en describir el ambiente de la ola y la configuración estructural de la plataforma con los parámetros meteorológicos del lugar a escoger; además determinar la teoría que guiará el cálculo de las fuerzas según la cinemática de olas. La segunda determina un ciclo iterativo de sumatoria de fuerzas distribuidas sobre cada elemento de la plataforma; agregando a su vez, fuerzas por viento y corriente siendo estas fuerzas puntuales sobre algunos elementos de la estructura. Por último, se realiza el análisis teniendo en cuenta las fuerzas totales y deformaciones calculadas; agregamos la función Code Check, basado en la normativa, la cual nos garantiza si el diseño cumple con los requerimientos.

Por otra parte, la estructura está localizada en el bloque RC-5, ubicado en las aguas frente a la población de Galerazamba[13], cerca de las costas de la ciudad de Cartagena de Indias, con profundidad de 98.42 pies (30 metros), la cual cuenta con una geometría trípode debido a la profundidad del mar y ausencia sísmica en dicha zona conservando la configuración estructural Tipo 3 (Véase Figura 2-7), puesto que también denota falta de simetría en la estructura.

## Análisis Estructural de una Plataforma Jacket

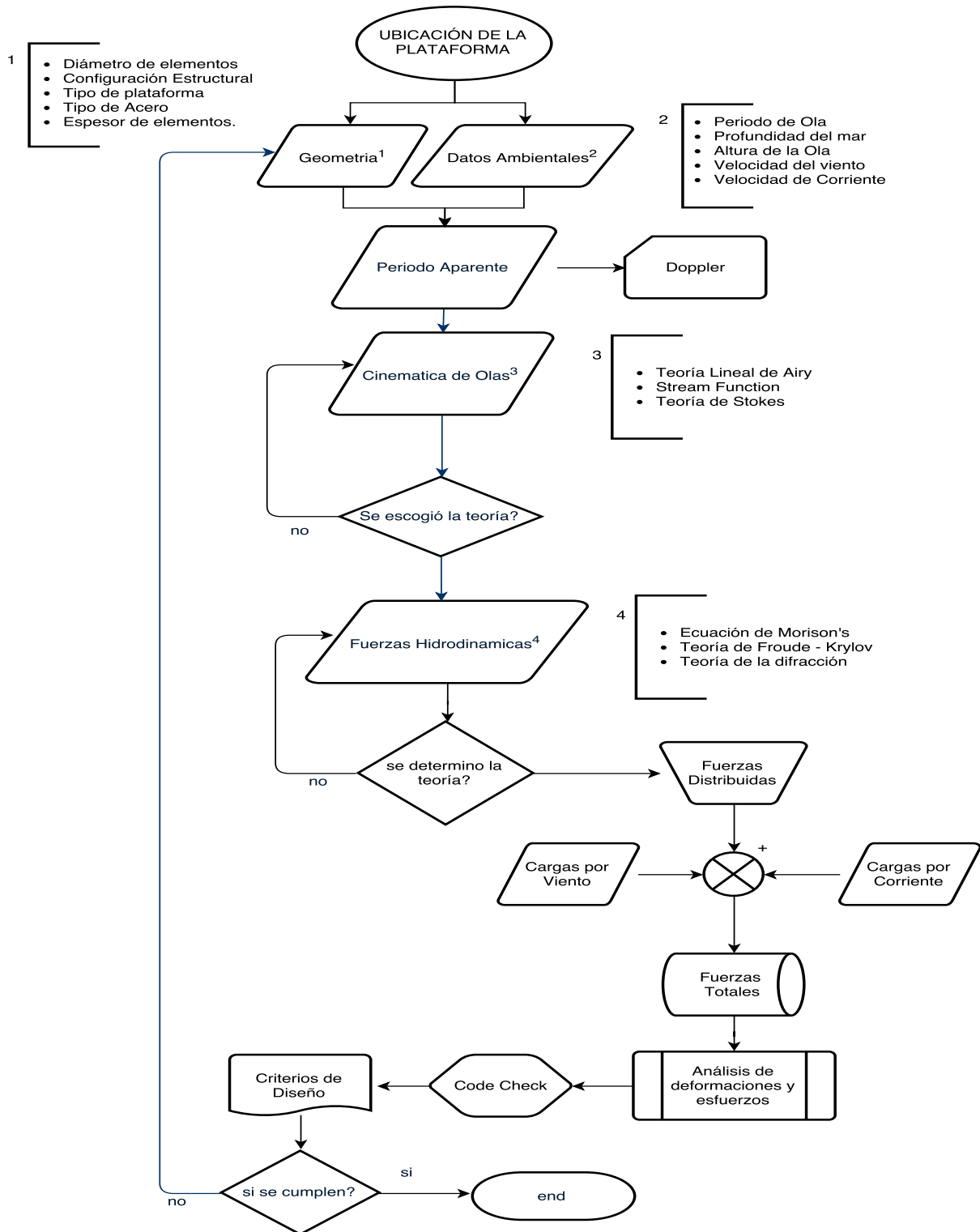


Figura 4-1.: Metodología de análisis estructural en una plataforma Jacket.

## 4.1. Geometría

Antes de empezar con la geometría, debemos establecer las cargas gravitacionales que representan un aspecto fundamental para el análisis estructural de una plataforma Jacket por lo que debemos tener en cuenta el peso propio de la estructura y todos los elementos que la componen. Según varios autores los equipos fundamentales y sus pesos varían según el tipo de plataforma, puesto que una estructura de producción no tendrá los mismos equipos de una plataforma de perforación. Sin embargo, Julio Rueda y Jose Rodriguez [18] plantean en su documento los equipos principales para una plataforma y estipulan las cargas concebidas de la siguiente forma:

- La carga muerta C1 cuenta con 3 generadores de Motor Diesel y tablero de mando (12 ton), sistema de circulación de enfriamiento bombas (6.73 ton), plantas de destilación (4.51 ton), sistema contra incendio (7.49 ton) y peso de la estructura (345.6 ton).
- La carga muerta C2 consta de habitaciones (102.4 ton), 2 compresores de gas (158.7 ton), líneas de flujo (2.32 ton).
- La carga viva L1 esta determinada por un tanque de almacenamiento de petroleo (4134 ton), bombas de aceite (10.63 ton), tanque de agua dulce (24.59 ton), tanque de aguas residuales (241.3 ton).
- La carga viva L2 suponemos una carga por levantamiento (12.8 ton) promediado y peso del helicóptero (2.26 ton).

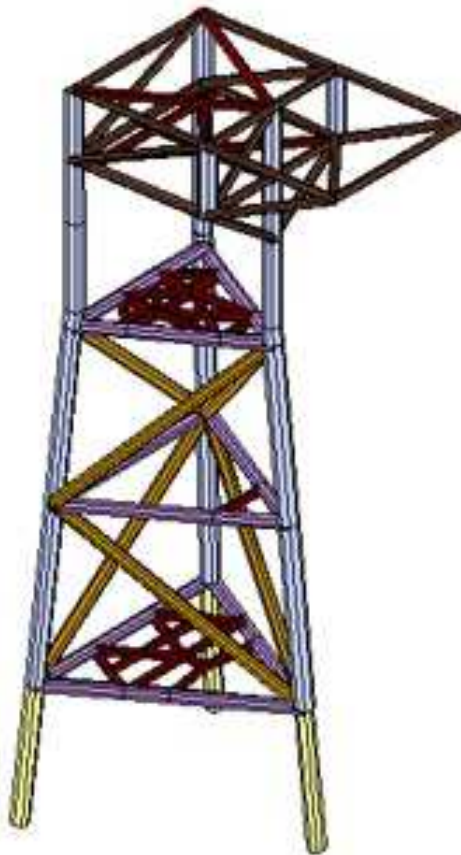
Teniendo un peso total de equipos e instalaciones de la estructura de 5065.33 ton; aclarando que cada elementos esta distribuido sobre la estructura caracterizado por un peso distribuido sobre un área establecida, los efectos de vibración de equipos generan 30 por ciento mayor al peso real de los elementos, la capacidad de almacenamiento varia y las cargas L2 se establecen como cargas puntuales. Se debe tener en cuenta que el peso de los equipos lo soporta la cubierta y subestructura, este a su vez soportados por la cimentación de la estructura, sin embargo las cargas gravitaciones son cargas distribuidas que serán ligeramente soportadas por la configuración estructural.

El material de los elementos es acero A53-GB (Véase Anexo **A-2**) con fluencia mínima de 35 ksi, Resistencia a la tracción mínima de 60 ksi, módulo de Young = 210 Gpa; coeficiente de Poisson = 0,3 y densidad = 7500 kg/m<sup>3</sup>.

Diámetro (inch)	Espesor (inch)	Elementos
39.3	1.96	251-253,351-353,451-459,751-755
29.5	1.18	201-209,301-305,401-409
19.6	1.18	701-708,761-768,821-828,803-804,661-662
29.5	0.59	261-263,361-363
37.4	0.78	151-153
19.6	0.59	Todas las demás

**Tabla 4-1.:** Especificaciones de los elementos.

En la Figura 4-3, la estructura tiene una altura de 1483 pulgadas (37.66 metros), y una altura sumergida de 1189 pulgadas (30.2 metros), se discretiza con 141 elementos y 72 nodos; los elementos estructurales son tubulares con las siguientes condiciones:



**Figura 4-2.:** Geometría seleccionada

## 4.2. Discretización del Estado de Mar

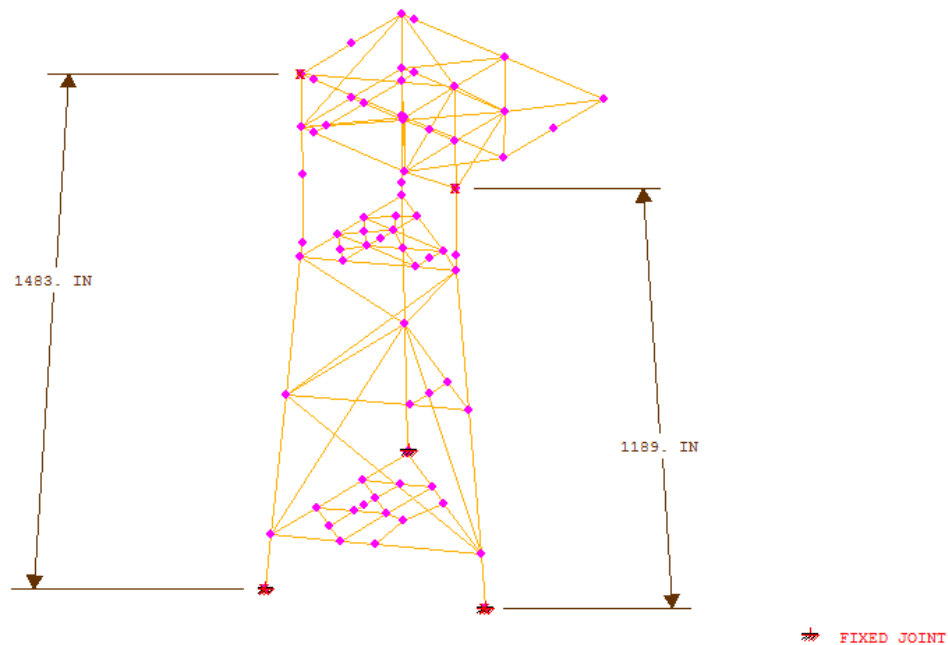
Luego de determinar la configuración y geometría de la estructura, se estable el estado de mar y los coeficientes hidrodinámicos, los cuales se encuentran en la Tabla 4-2.

Definición	Valor
Altura de la lámina de agua (d)	30 mts.
Amplitud de la ola de diseño (A)	5.4 mts.
Período de la ola de diseño (T)	7.0 seg.
Coefficiente de arrastre ( $C_D$ )	0.85
Coefficiente de inercia ( $C_M$ )	1.12

**Tabla 4-2.:** Discretización de estado de mar.

Se tiene una profundidad de 30 metros en las costas de Cartagena; las cuales presentan frecuentemente temporadas rojas, es decir existe aumento en la altura de las olas. Según el centro CIOH[6], para un periodo de retorno de 25 años tenemos alturas de olas de 5.4 metros con periodos cada siete segundos; reflejado como estado de tormenta para la zona podemos establecer un diseño óptimo a partir de estos parámetros sabiendo que la estructura soportará cargas determinadas por situaciones de tormenta, además de situaciones normales durante la operación de la plataforma. Véase Anexo B, Tabla B-1.

Como podemos observar en la figura siguiente, tenemos una geometría de forma trípode caracterizada por una configuración estructural, elementos en juntas que permiten resistir cargas ambientales y un modelamiento en 3D, que nos permite visualizar la plataforma para mejor análisis, desarrollado por un software de diseño llamado GTStrudl.



**Figura 4-3.:** Dimensiones de la estructura.

Seleccionada la ubicación, la geometría y los datos ambientales se procede a determinar el periodo aparente, la cinemática de olas y las fuerzas hidrodinámicas; sin embargo, estas son determinadas por el software GTStrudl que realiza los cálculos analíticos y gráficos debido a su base de datos permitiendo el ahorro de tiempo por parte del usuario. A continuación se puede entender su funcionalidad y método de análisis.

### 4.3. GTStrudl

Primero que todo, GTStrudl es un software computacional para asistencia en ingeniería estructural, análisis y diseño. Posee un sistema sofisticado de procesamiento de datos capaz de brindar apoyo necesario para análisis de ingeniería confiable y con técnicas de diseño estructural. GTSTRUDL provee características especiales para resolver problemas estructurales, ejecutar análisis, reducir o combinar resultados, realizar diseños y exportar toda la información guardada en la base de datos del problema estructural que se plantea. Además, posee la cualidad de resolver problemas lineales y no lineales ya sea estáticos o dinámicos compuestos por elementos combinados o elementos finitos con diferentes variables y grados de libertad. Observe su interfaz en el Anexo C, Figura C-1.

Los comandos son usados en un orden específico determinado por un problema estructural de ingeniería; los comandos consisten en un vocabulario de palabras que son organizados



por GTStrudl y asociado por la información. El vocabulario corresponde a un lenguaje de ingeniería mientras que los datos son determinados por el usuario.

Existe una extensión de este software especializado en el análisis y diseño de plataformas offshore. El volumen 8 del manual del software GTSTRUDL<sup>7</sup> brinda la información adecuada para entender el procedimiento paso a paso para realizar los análisis y resolver los problemas que sean pertinentes.

Sin embargo, se necesita de un sistema que realice los cálculos específicamente a estructuras offshore, por tanto existe GTSELOS (Sea Environment Loading on Offshore Structures); este es un sistema creado especialmente para analizar un modelo de cargas ambientales aplicadas a una estructura, organizando los resultados para crear una rápida y fácil interfaz con el diseño y las capacidades de análisis de GTSTRUDL. Véase Anexo C, Figura C-2

Para el análisis de las cargas ambientales en la estructura offshore se deben realizar los siguientes pasos:

- Describir el ambiente de la ola, viento, corriente y configuración estructural con todos los parámetros.
- Generar el perfil de ola y viento usando GTSELOS con el comando EXECUTE STEP WAVES LOADING<sup>8</sup>, el cual creará un perfil de ola y lo guardará en la base de datos. Anexo C, Figura C-3
- En el entorno de GTSTRUDL leer los datos de cargas de GTSELOS usando el comando READ WAVE LOADS FOR DESIGN<sup>9</sup>.
- Analizar los resultados reflejados en el entorno de GTSTRUDL de manera gráfica con valores de fuerza, desplazamiento, etc. Anexo C, Figura C-4

### 4.3.1. Code Check

Code Check es un comando utilizado para la verificación de elementos según las disposiciones de los códigos de diseño de estructuras de acero, permite la determinación de localizaciones de tensiones críticas a lo largo de cada miembro de la estructura, demostrando la eficiencia al permitir que a un número finito de puntos seleccionados a lo largo de cada miembros se determinen las tensiones máximas y los puntos críticos.

---

<sup>7</sup>GTSTRUDL; User Reference Manual; Offshore Structures Analysis and Design; Volume 8; Georgia Institute of Technology; Atlanta; Overview of Volume 8; Sección 1.2-1

<sup>8</sup>GTSTRUDL; User Reference Manual; Sea Environment Loading on Offshore Structures; Volume 7; Georgia Institute of Technology; Atlanta; EXECUTE STEP WAVES LOADING; Sección 8.4, Pagina 8-9

<sup>9</sup>GTSTRUDL; User Reference Manual; Offshore Structures Analysis and Design; Volume 8; Georgia Institute of Technology; Atlanta; READ WAVE LOADS FOR DESIGN; Sección 2.1, Pagina 2.1-1

Este comando y los procedimientos utilizados para ello, nos permiten comprobar la tensión admisible y los criterios de colapso hidrostático de subestructuras basados en códigos de diseño como la American Petroleum Institute (API); además de analizar el esfuerzo crítico sobre las secciones de los elementos como perfiles de Acero (I-perfil) para criterios de estándares noruegos NS 3472 E[2].

El código a utilizar es simple presentando un interfaz manejable y logrando la capacidad de desarrollar todas las características y geometría de la estructura, desde cambio de ejes, interpolaciones, selección de códigos de diseño, selección de materiales, fuerzas a calcular, entre otras.

PARAMETER

```
CODE APIWSD20 ALL
CMZ 0.85 FOR MEMBERS 1 5 7
KY 1.5 ALL BUT 1.0 MEMBERS 2 3
```

PARAMETER

```
CODE APILRFS1 MEMBER 3 4
CMZ 0.80 ALL
KZ 1.3 ALL
```

En este ejemplo, el parámetro CODE identifica el código de diseño utilizado para los miembros, en este caso el criterio de diseño APIWSD20 para todos los miembros, el valor CMZ es el coeficiente de esfuerzo a flexión para los miembros 1,5 y 7; KY hace parte de los factores K siendo el factor de longitud efectiva para pandeo alrededor del eje Y de todos los elementos de 1.5 y para los miembros 2 y 3 un valor de 1.

En el segundo ejemplo el CODE es cambiado a APILRFS1 para los miembros 3 y 4, el coeficiente de flexión cambia a 0.8 para todos los miembros y el factor K de pandeo se realiza alrededor del eje Z con un valor de 1.3.

Siguiendo la metodología propuesta se debe verificar los criterios de diseño; sin embargo, cada uno maneja estándares distintos en selección de materiales, cálculo de esfuerzos, coeficientes, etc.

### Códigos de Diseño

Los criterios de diseño pueden utilizarse para analizar cada miembro de una estructura. Cada código presenta fuentes de fórmulas, propiedades, parámetros y ecuaciones para determinar las cargas dependiendo de la estructura. Entre estos tenemos:

- APIOCT84 (API 15th Edition Code Check)[3]

- 87APIH (API 17th Edition Hydrostatic Checks)
- APIH (API 8th Edition Hydrostatic Checks)[1]
- 84NS3472 (1984, Estándar Noruego NS3472 E)[2]
- APIWSD20 (API 20th Edition Code Check)
- 00BS5950 (2000, Estándar Británico BS 5950-1)
- 19902-07 (2007-12-01, ISO 19902 E, Petroleum and Natural Gas Industries Fixed Steel Offshore Structures First Edition)
- AISC13 (American Institute of Steel Construction AISC Thirteenth Edition)
- APIWSD21 (American Petroleum Institute, Working Stress Design, 21th Edition, December 2000)[4]
- ASCE4805 (American Society of Civil Engineers, 2005 Edition)
- ASD9-E (basado en la AISC, 1989)
- EC3-2005 (Eurocode 3: Design of Steel Structures)
- IS800 (Indian Standard IS:800-1984)
- LFRD3 (AISC Load and Resistance Factor Design Third Edition)
- N690-94 (ANSI/AISC N690 1994 Edition)
- NF-2004 and NF-2007 (ASME-Section III, Division 1 - Subsection NF 2004 and 2007 Editions)

En el caso de la API la norma de rige sobre el territorio colombiano, tenemos la norma API 22th Edición, estando vigente a partir de noviembre de 2014. Sin embargo, en la base de datos del software no se encuentra disponible, por tanto se procedió a utilizar su anterior edición.

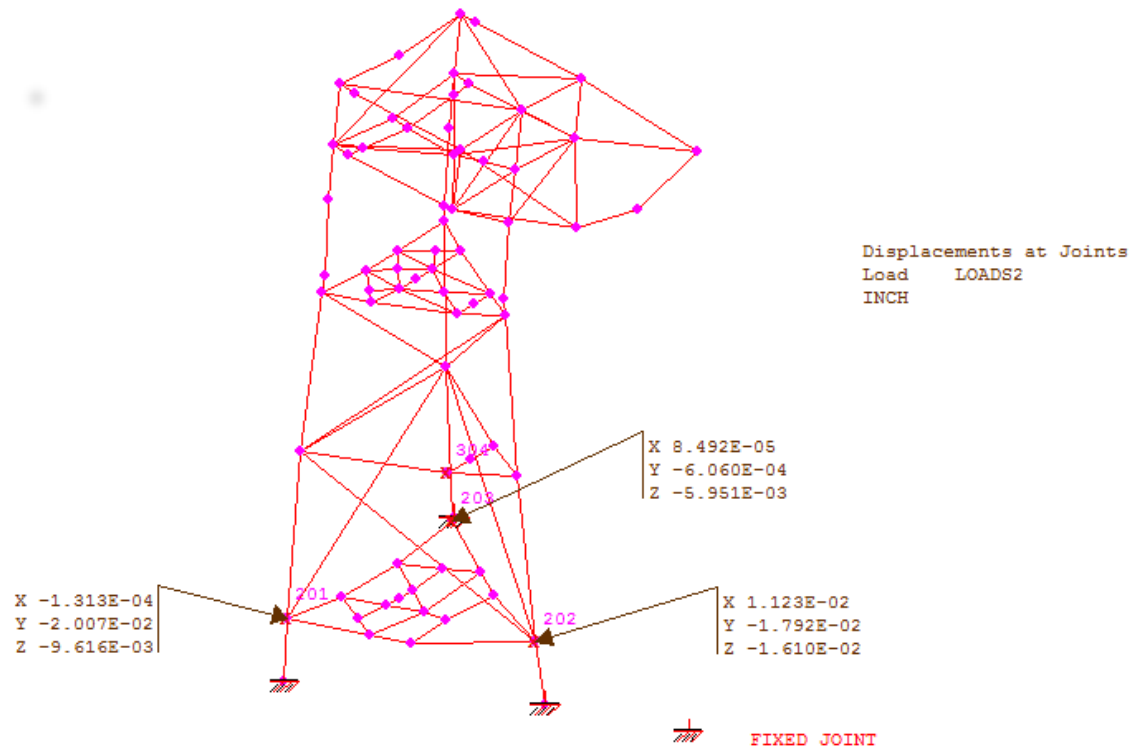
#### **4.4. Análisis de Esfuerzos**

Realizando un análisis estructural lineal estático se determinan los desplazamientos generados por las cargas en los planos de orientación obteniendo:

Nodo	Desplazamiento X (inch)	Desplazamiento Y (inch)	Desplazamiento Z (inch)
201	-0.0001313	-0.02007	-0.009616
202	0.01123	-0.01792	-0.0161
203	0.0000849	-0.000606	-0.005951

**Tabla 4-3.:** Desplazamientos de los nodos de soporte.

Observese en la Figura 4-4; las deformaciones producidas por el efecto de las cargas en la estructura, producto del desplazamiento de los nodos mencionados en la Tabla 4-3. Estas deformaciones nos permiten calcular los esfuerzos producidos en cada uno de los elementos y aplicar los respectivos criterios de diseño para determinar si la plataforma requiere de cambios en su estructura, ya sea cambiar geometría, longitud de los elementos, espesor de los mismos o modificar la estructura de acuerdo a lo que exigen los esfuerzos producidos.



**Figura 4-4.:** Deformaciones máximas obtenidas en los nodos.

En la figura anterior se observa que se obtuvo deformaciones máximas en los nodos de conexión de las piernas o soporte de la estructura, a partir de esto podemos determinar los

esfuerzos producidos en esos nodos y determinar si el diseño de los soportes es óptimo, puesto que existe la posibilidad de tener elementos sobrediseñados.

## 4.5. Análisis de Criterios de Diseño

La geometría de la estructura se selecciona en función de diversos aspectos fundamentales tales como la profundidad de agua, condición ambiental del entorno y esfuerzos a los que se somete la estructura. Teniendo en cuenta diversas geometrías de estructuras fabricadas en el mundo, se toma como referencia aquella que cumpla los requisitos bajo parámetros establecidos por la API-RP-2A (WSD)21a (APIWSD21 Code).

Para evaluar el comportamiento de la plataforma se realiza un análisis elástico (STIFFNESS ANALYSIS) considerando la interacción de las cargas con la estructura, además de los efectos provocados por la presión hidrostática (Colapso Hidrostático).

Para verificar la resistencia estructural de los elementos se realiza la revisión de los esfuerzos actuantes en los miembros estructurales de acuerdo a la normativa y los criterios de diseño que para nuestro caso expresa la APIWSD21, por estar vigente en la base de datos del software.

### 4.5.1. Criterio de Diseño: APIWSD21

El criterio de diseño APIWSD21 es usado para seleccionar o analizar miembros cilíndricos o tubulares teniendo en cuenta esfuerzos normales, presión hidrostática o esfuerzos cortantes basados en la Norma API Working Stress Design. Este criterio cuenta con una serie de secciones que determinan las formulaciones para cada miembro teniendo en cuenta los esfuerzos o cargas efectuadas determinando si cumple con la norma. En la Tabla 4-4 se puede observar los parámetros que tiene en cuenta la norma para establecer si la estructura o geometría cumple con los criterios de la misma (La primera columna corresponde a las secciones de la Norma API 21Ed)[4].

<b>Sección</b>	<b>Título o Formulación</b>
3.2	<b>Tensiones admisibles en miembros cilíndricos</b>
3.2.1	Tensión Axial
3.2.2	Compresión Axial
3.2.2.a	Pandeo de Columna
3.2.2.b	Pandeo Local
3.2.3	Flexión
3.2.4	Cortante
3.2.4.a	Esfuerzo Cortante
3.2.4.b	Esfuerzo Torsional
3.2.5	<b>Presión Hidrostática para miembros cilíndricos</b>
3.2.5.a	Cabeza hidrostática de diseño
3.2.5.b	Arco de Tensión por Pandeo
3.2.5.b.1	Elástico
3.2.5.b.2	Crítico
3.2.5.c	Arco de Diseño
3.3	<b>Esfuerzos combinados para miembros cilíndricos</b>
3.3.1	Carga por Compresión Axial y Flexión
3.3.1.a	Carga en miembros cilíndricos
3.3.1.b	Carga en pilotes cilíndricos
3.3.1.c	Análisis en pilotes sobrecargados
3.3.1.d	Carga en miembros esbeltos
3.3.1.e	Factor de Reducción
3.3.2	Carga combinada por Tensión Axial y Flexión.
3.3.3	Carga combinada por Tensión Axial y Presión Hidrostática.
3.3.4	Carga combinada por Compresión Axial y Presión Hidrostática.
3.3.5	Factor de Seguridad.

**Tabla 4-4.:** Código de diseño APIWSD21 y sus parámetros.

A partir de esto, debemos considerar que cada elemento se encuentre por debajo del límite de carga logrando obtener un diseño óptimo con deformaciones considerables bajo las condi-

ciones a la que se somete la plataforma. Si alguna conexión tubular presenta en su relación de interacción de esfuerzos mayor a la unidad, deberán revisarse y diseñarse en la ingeniería de detalle para su refuerzo, ya sea con placas de refuerzo placas de punzonamiento y/o en su defecto rediseñar la geometría de la estructura.

Code Check ofrece la posibilidad de calcular para cada elemento la condición en la que se encuentra teniendo en cuenta los parámetros establecidos en la Norma APIWSD21.

Member	Pass / Fail	Load	Section Location	Critical Ratio	Critical Provision	Stress Ratio	Stress Provision	KL / r Ratio	KL / r Provision	Current Properties
151	Pass	LOADS1	0.000	0.339	3.3.1-2C	0.339	3.3.1-2C	0.061	KL/r	Pipe
152	Pass	LOADS1	0.000	0.344	3.3.1-2C	0.344	3.3.1-2C	0.062	KL/r	Pipe
153	Pass	LOADS1	0.000	0.497	3.2.4.a	0.497	3.2.4.a	0.006	KL/r	Pipe
201	Pass	LOADS1	0.000	0.250	3.3.1-3C	0.250	3.3.1-3C	0.089	KL/r	Pipe
202	Pass	LOADS1	89.559	0.116	3.3.1-3C	0.116	3.3.1-3C	0.045	KL/r	Pipe
203	Pass	LOADS1	0.000	0.134	KL/r	0.118	3.3.1-3C	0.134	KL/r	Pipe
204	Pass	LOADS1	0.000	0.167	3.3.1-3C	0.167	3.3.1-3C	0.134	KL/r	Pipe
205	Pass	LOADS1	89.557	0.162	3.3.1-3C	0.162	3.3.1-3C	0.045	KL/r	Pipe
206	Pass	LOADS1	0.000	0.246	3.3.1-3C	0.246	3.3.1-3C	0.089	KL/r	Pipe
207	Pass	LOADS1	0.000	0.163	3.3.1-3C	0.163	3.3.1-3C	0.089	KL/r	Pipe
208	Pass	LOADS1	98.686	0.093	3.3.1-3C	0.093	3.3.1-3C	0.089	KL/r	Pipe
209	Pass	LOADS1	179.118	0.143	3.3.1-3C	0.143	3.3.1-3C	0.089	KL/r	Pipe
221	Pass	LOADS1	96.278	0.111	D/t, Max	0.111	D/t, Max	0.071	KL/r	Pipe

Figura 4-5.: Interfaz de code check de la estructura.

En la Figura 4-5 se puede observar en la columna "Critical Provision", la sección que presenta mayor relación de tensiones para cada elemento. Para el elemento 201 localizado como soporte de la estructura especifica que paso el criterio de diseño APIWSD21 bajo el efecto de las fuerzas totales determinada con el nombre "LOADS1", obtuvo una relación de 0.250 para la formulación de la sección 3.3.1-3C que especifica el calculo de cargas combinadas por compresión axial y flexión (Véase Tabla 4-4); dado que la relación 0.250 es menor que 1.0 se cumple el criterio para esa sección, sin embargo el programa desarrolla cada una de las formulas mencionadas en la tabla anterior y muestra la de mayor relación, siendo para este caso la 3.3.1-3C[4].





## **Parte V.**

# **Conclusiones y Recomendaciones**

# 5. Conclusiones y Recomendaciones

## 5.1. Conclusiones

El análisis desarrollado en este trabajo tiene la finalidad de verificar el comportamiento estructural por análisis de resistencia de cada uno de los miembros de una plataforma fija tipo Jacket bajo condiciones medioambientales del Bloque RC-5 del Caribe Colombiano, cumpliendo con los parámetros permitidos por las normativas de diseño. Además, proponer una geometría que cumpla con los requerimientos para operar dentro del caribe colombiano.

Basado en las literaturas de diferentes autores se estableció una metodología que permite realizar un análisis de una estructura offshore basado en la acción de cargas que afectan a la misma, sin embargo entender el comportamiento de las cargas actuantes depende directamente de determinar los lineamientos y procedimientos básicos para calcular las fuerzas y esfuerzos a los que se encuentra sometida la plataforma, teniendo claro que existen durante toda su vida útil. Cumpliendo con el objetivo establecido estos procedimientos facilitarían el desarrollo de futuros trabajos dentro del campo de estudio de la ingeniería offshore en la región Caribe Colombiana.

Las herramientas computacionales GTSelos y GTStrudl representan una gran ayuda para realizar el análisis de resistencia y deformación de la estructura y para la verificación de la normativa definida por la American Petroleum Institute reduciendo considerablemente el tiempo de diseño, el software resulta ser una herramienta muy confiable para el análisis de la estructura con la facilidad de poder cambiar los datos medioambientales para la generación de las cargas por vientos, olas y corrientes, las cuales reducen el tiempo de vida de las plataformas y ponen en riesgo su integridad estructural.

Se estableció una metodología para calcular las cargas por oleaje validada mediante los cálculos realizados analíticamente y verificados por la formulación establecida por la American Petroleum Institute, obteniéndose un margen de error del 27.43 por ciento con respecto a valores numéricos del software, reflejado por la ausencia de simplicidad en las ecuaciones y la complejidad al desarrollar los procedimientos para calcular las fuerzas producidas por la acción del oleaje.

Después de desarrollar la metodología propuesta, se realizó un análisis in situ mediante los softwares GTSTRULD Y GTSELOS, obteniendo resultados de deformación y resistencia,

donde los desplazamientos de los nodos principales de la estructura no sobrepasan los 0,4 mm; verificados mediante la norma API 2A-WSD y la función Code Check, en lo cual se obtuvo que ningún elemento de la estructura sobrepasa en 0.5 el porcentaje límite de carga para el análisis de resistencia a esfuerzos combinados según los diferentes parámetros de diseño.

## **5.2. Recomendaciones**

El campo de la ingeniería offshore es un campo prácticamente virgen en Colombia y se hace necesario incursionar en esta área debido a que la mayor parte de las reservas de hidrocarburos se encuentran a mar abierto, es de vital importancia esta investigación ya que el mayor producto de exportación de Colombia es el petróleo debido a esto gran parte de la economía colombiana depende de este tipo de investigaciones.

Utilizar software de apoyo facilita el desarrollo de este tipo de investigaciones puesto que desarrollar analíticamente las ecuaciones y procedimientos presentes en este documento es un trabajo bastante intrincado. Sin embargo, el método numérico y programable me permite introducir los datos necesarios y obtener resultados versátiles.

**Parte VI.**

**Anexos**

# A. Anexo: Datos Importantes

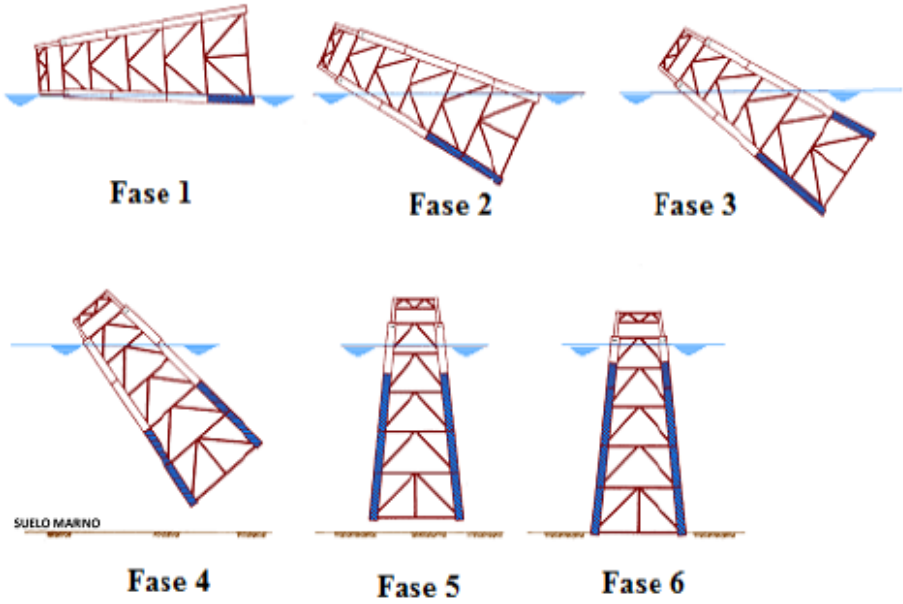


Figura A-1.: Método para la instalación de la Plataforma[10].

Reynolds Number (Re)	Drag Coefficient (C <sub>d</sub> )	Lift Coefficient (C <sub>l</sub> )	Inertia Coefficient (C <sub>m</sub> )
$Re < 5.0 \times 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \times 10^4 < Re < 1 \times 10^5$	1.2	1.0	2.0
$1 \times 10^5 < Re < 2.5 \times 10^5$	$1.53 - \frac{Re}{3 \times 10^5}$	$1.2 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$	2.0
$2.5 \times 10^5 < Re < 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - \frac{Re}{5 \times 10^5}$
$Re > 5.0 \times 10^5$	0.7	0.7	1.5

Note: Coefficients are for an exposed pipe with slight roughness.

Tabla A-1.: Cálculo de los coeficientes de arrastre e inercia[9].

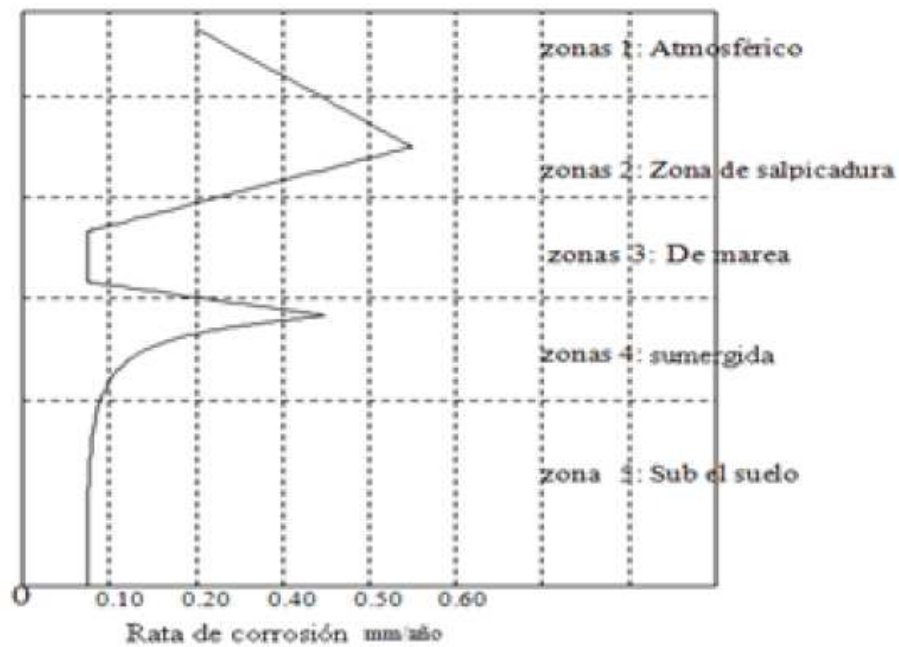


Figura A-2.: Tasa de corrosión a lo largo de la plataforma (Porcentaje)[10].

**Permissible Steel Grades**  
**Applicable Shapes: Round HSS and Steel Pipe**

Steel Grade ASTM Designation	Applicable Shape Series	
	Round HSS	Steel Pipe
A53-GB	NA	35 60
A500-GB	42 58	NA
A500-GC	46 62	NA
A501	36 58	NA
A618-GI A618-GII Thickness $\leq$ 3/4	50 70	NA
A618-GI A618-GII Thickness $>$ 3/4	46 67	NA
A618GIII	50 65	NA
A847	50 70	NA

Tabla A-2.: Propiedades del Acero.[4]

## B. Anexo: Altura Significativa de Ola - CIOH

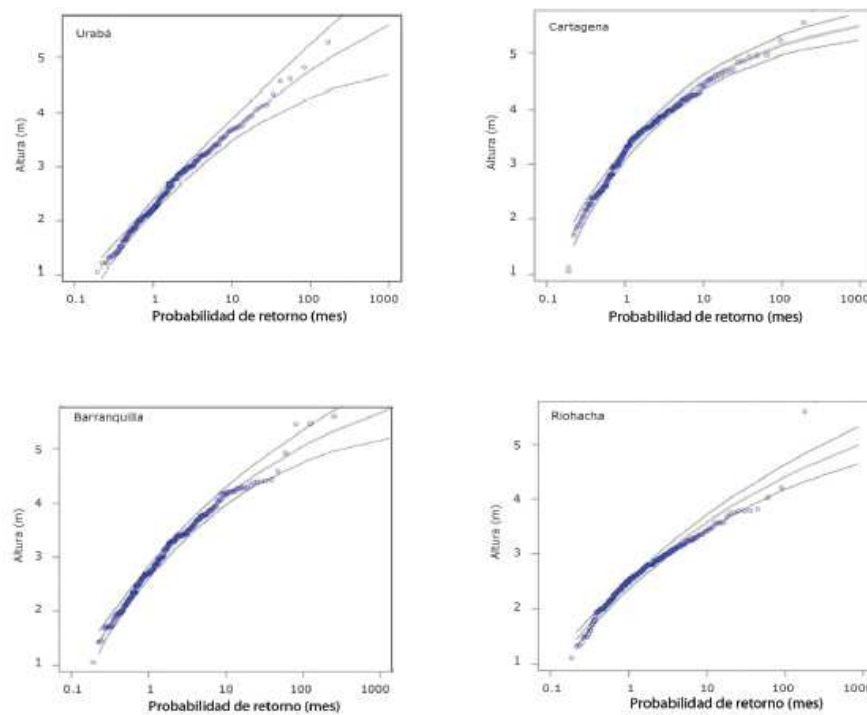


Figura B-1.: Altura Significativa de Ola para retornos de olas de 100 años[6].

<b>Retorno</b>	<b>1 año</b>	<b>10 años</b>	<b>25 años</b>	<b>50 años</b>	<b>100 años</b>
Urabá	3.75 <i>3.55,4.00</i>	4.83 <i>4.45,5.57</i>	5.18 <i>4.70,6.20</i>	5.43 <i>4.86,6.65</i>	5.65 <i>5.00,7.10</i>
Cartagena	4.52 <i>4.39,4.68</i>	5.23 <i>5.07,5.51</i>	5.40 <i>5.24,5.74</i>	5.51 <i>5.33,5.89</i>	5.59 <i>5.41,6.01</i>
Barranquilla	4.01 <i>3.88,4.17</i>	4.75 <i>4.54,5.13</i>	4.97 <i>4.72,5.45</i>	5.11 <i>4.83,5.68</i>	5.23 <i>4.92,5.89</i>
Riohacha	3.49 <i>3.38,3.62</i>	4.17 <i>4.01,4.42</i>	4.39 <i>4.21,4.70</i>	4.53 <i>4.33,4.90</i>	4.66 <i>4.45,5.09</i>

Tabla B-1.: Altura Significativa de Ola (Metros)[6].



# C. Anexo: Interfaz GTStrudl

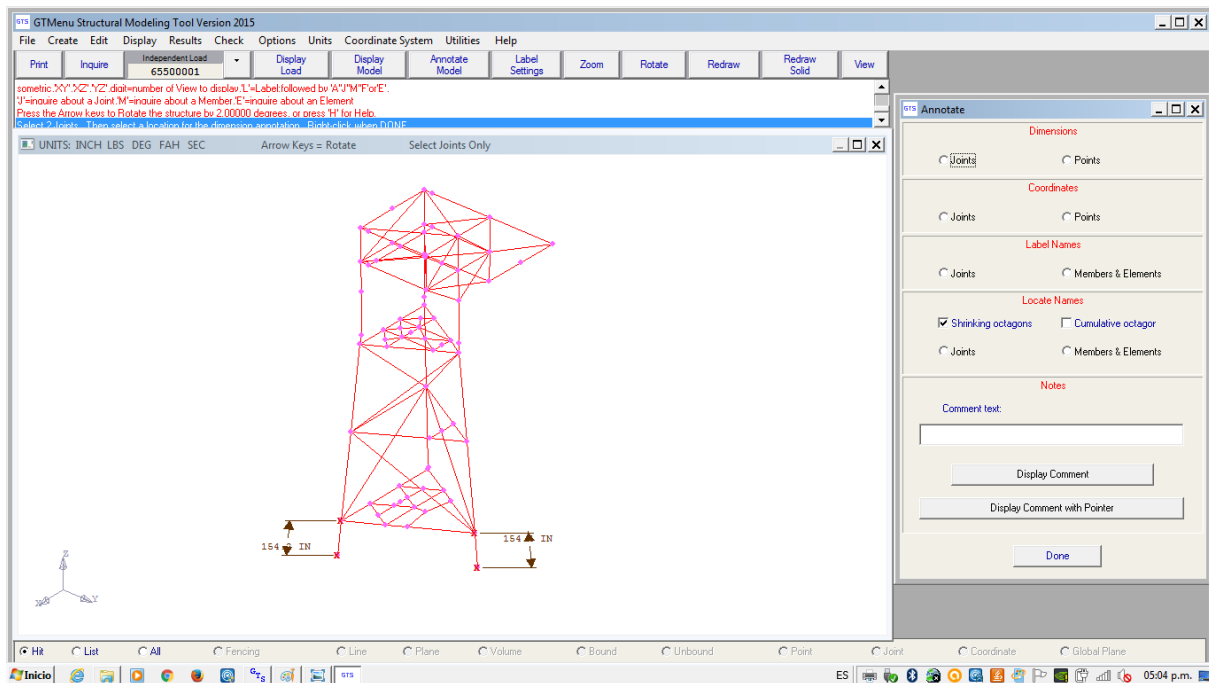


Figura C-1.: Interfaz GTStrudl[14]

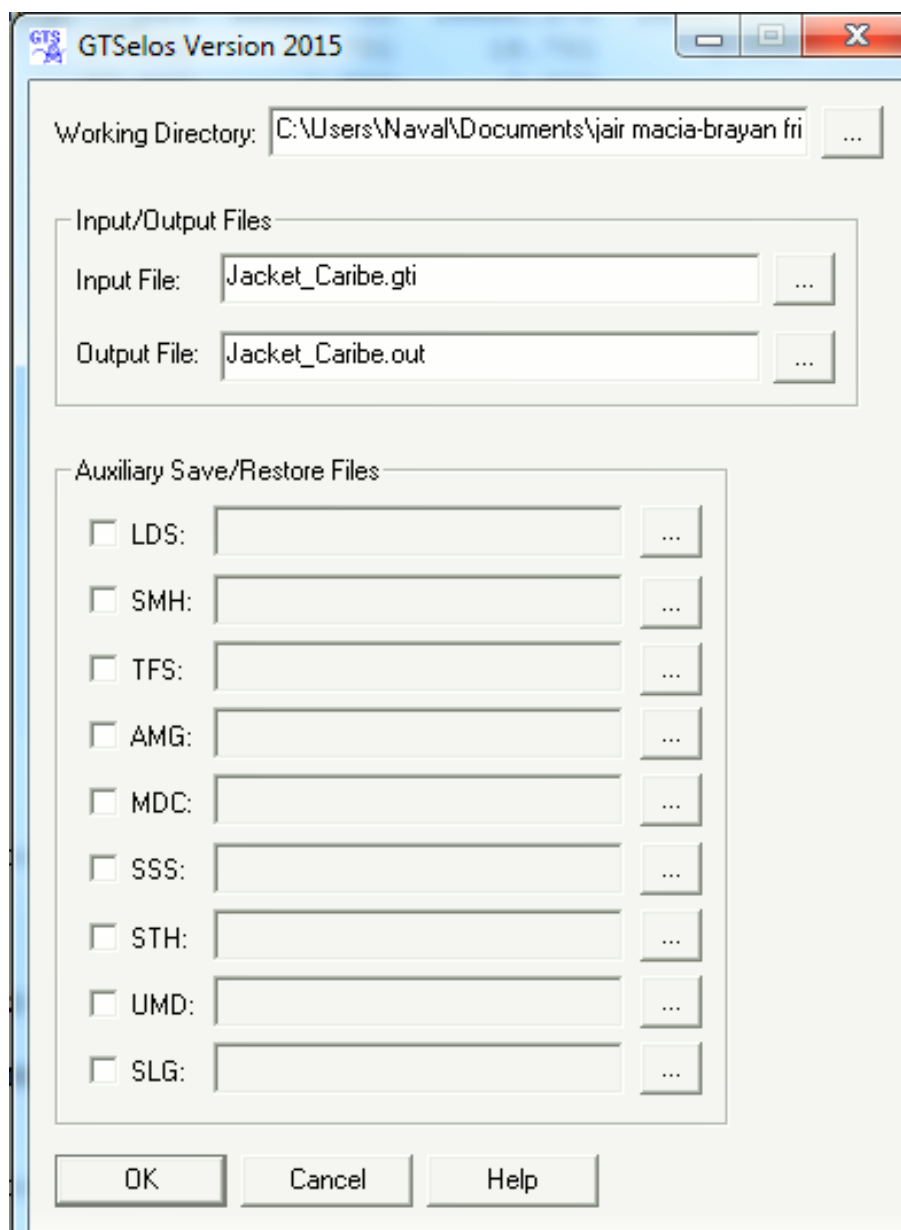


Figura C-2.: Interfaz GTSelos[14]

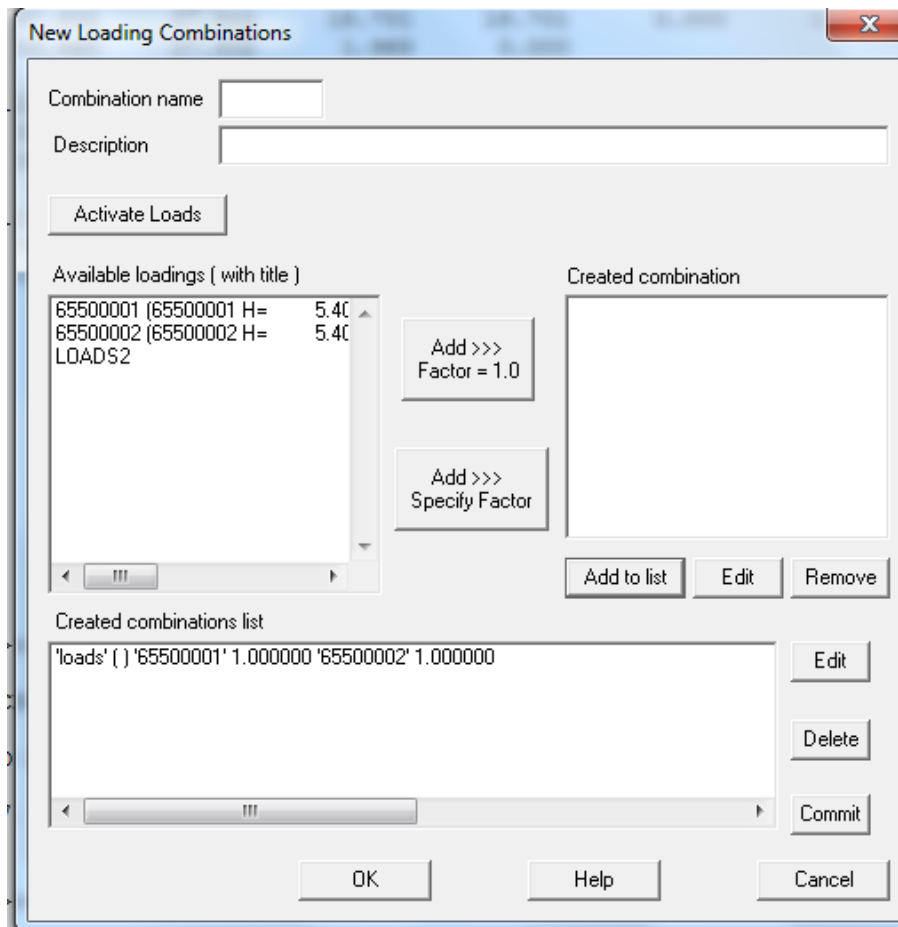


Figura C-3.: Cargas Combinadas[14]

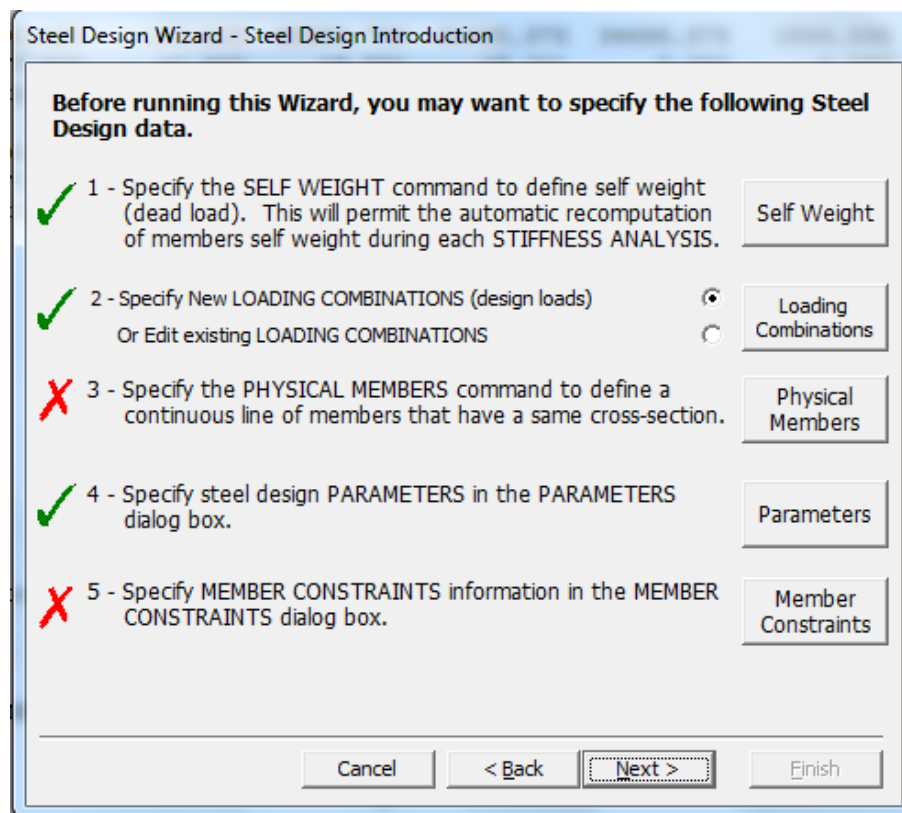


Figura C-4.: Procesos para determinar los datos del Acero y peso de la estructura[14]

# Bibliografía

- [1] *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms*. 8 Ed. Washington D.C, April 1977. – Criterios de Diseño páginas 54
- [2] *Norwegian Standard NS 3472 E, Steel Structures Design Rules*. 2 Ed. Noruega, June 1984. – Criterios y Normativa de Diseño páginas 53, 54
- [3] *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms*. 15 Ed. Washington D.C, October 1984. – Criterios y Normativa de Diseño páginas 53
- [4] *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design*. 21 Ed. Washington D.C, December 2000. – Criterios y Normativa de Diseño páginas XII, 1, 31, 32, 33, 54, 56, 58, 66
- [5] ALVAREZ, Pedro: *Barreras Artificiales para la Protección de Centros de Cultivos Acuícucolas*, Universidad Austral de Chile, Tesis de Grado, 2005 páginas XII, 1, 27, 28, 30
- [6] ANDRADE, Carlos ; GARCÍA, Carolina: ALtura Significativa del Oleaje en la Cuenca Colombiana del Caribe, Datos de Altimetría Radar. En: *Boletín Científico CIOH* No. 29 (2011), Septiembre, Nr. 3, p. 27–45 páginas XII, 1, 50, 67
- [7] BELTRAN, Francisco ; CERROLAZA, Miguel: Análisis Dinámico de Estructuras Sometidas a Cargas No Lineales. En: *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería* (1988) páginas XII, 34, 35, 37
- [8] BERNAL, Gladys: El Reto Ambiental de la Explotación Offshore en Colombia. En: *La Timonera 19* (2012), p. 62–66 páginas 4, 5
- [9] CAÑAMERO, F.: *Análisis de estructuras Offshore sometidas a la acción del oleaje mediante ANSYS*. España, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Tesis de Ingeniería, 1991 páginas XII, 1, 8, 9, 10, 65
- [10] CABALLERO, José: *Ingeniería Costa Afuera orientada al Diseño Estructural de una Plataforma Marina Fija Tipo Jacket, para tirantes de aguas someras, instalada en el Golfo de México*, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Grado, 2014 páginas XII, 11, 12, 13, 15, 16, 64, 65

- [11] CARRERA, Rafael: *Análisis de Esfuerzos Estáticos en un Nodo de Seis Elementos de la Subestructura (Jacket) de una Plataforma Marina de Producción Tipo Octápoda Fija PB-KU-S*, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Grado, 2007 páginas 24
- [12] CHAKRABARTI, Subrata K.: *Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis*. Vol. I. Illinois, Usa : Academic press, 2005. – 281 p. páginas XII, 21
- [13] FIGUEROA, Hermes A.: Perforarán dos pozos de gas en Bolívar. En: *Periódico El Universal* I (2012). – En línea: <http://www.eluniversal.com.co/cartagena/economica/perforaran-dos-pozos-de-gas-en-bolivar-67708> páginas 5, 46
- [14] GTSTRUDL: *User Reference Manual*. Vol. 1. Atlanta, . – Analysis and Design páginas XIII, 68, 69, 70, 71
- [15] INVEMAR: Experiencia del INVEMAR en Estudios de Exploración y Perforación Costa Afuera. En: *ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos* (2012) páginas XII, 39
- [16] LLORCA, José: *ROM<sup>10</sup> 0.4-95, Acciones Climáticas para el Proyecto de las Obras Marítimas y Portuarias (II): Viento*. España : Normativa, 1994. – 85-95 p. páginas 25
- [17] PALOMINO, Maria ; ALMAZÁN, José: *Descripción, Medida y Análisis del oleaje*, Universidad Politécnica de Madrid, Tesis de Grado, 1984. – Teoría de Airy páginas XII, 33, 38
- [18] RODRIGUEZ, José ; RUEDA, Julio: *Modelamiento de una Plataforma Marina Fija en la Ronda Caribe a partir de unos requerimientos establecidos*, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Grado, 2009 páginas XII, 19, 20, 48
- [19] Kap. 3 In: WIERNICKI, Christopher J.: *American Bureau of Shipping: Mobile Offshore Drilling Units*. U.S, 2001, p. 175-202. – Cargas Medioambientales páginas 25, 29

---

<sup>10</sup>Recomendaciones para Obras Marítimas