

**MODELAMIENTO DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA EN LA RONDA  
CARIBE A PARTIR DE UNOS REQUERIMIENTOS ESTABLECIDOS**

**AUTORES:**

**JOSE LUIS RODRIGUEZ BROCHERO**

**JULIO ALBERTO RUEDA CORDERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENERIA CIVIL  
BUCARAMANGA**

**2009**

**MODELAMIENTO DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA EN LA RONDA  
CARIBE A PARTIR DE UNOS REQUERIMIENTOS ESTABLECIDOS**

**JOSE LUIS RODRIGUEZ BROCHERO**

**JULIO ALBERTO RUEDA CORDERO**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para obtener el título  
de Ingeniero Civil**

**Director**

**ALVARO REY SOTO**

**Ingeniero civil**

**Codirector**

**ALEXANDER MARTINEZ RAMIREZ**

**Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL  
BUCARAMANGA**

**2009**

**A mis padres**

**Maria y reyes**

**A mis hermanas Yenny y Diana Maria**

**y a toda mi familia**

**Julio Alberto**

**A mis padres**

**Rosa Maria y Jorge**

**A mis hermanos**

**Y a toda mi familia**

**Jose Luis (puma)**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan su agradecimiento a todas las personas que colaboraron con este trabajo de grado, especialmente al Profesor Álvaro Rey Soto, al ingeniero Alexander Martínez Ramírez, al ingeniero Mauricio Cardeñosa Mendoza por sus valiosos aportes y al grupo de estabilidad de pozo que nos apoyó en todo momento.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	30
ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	31
IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD .....	33
HIPÓTESIS .....	33
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	34
OBJETIVOS .....	35
OBJETIVO GENERA .....	35
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	35
JUSTIFICACIÓN .....	35
<b>1. SELECCIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA FIJA.....</b>	<b>38</b>
1.1 TIPOS Y FUNCIONES.....	38
1.1.1 Plataformas fijas.....	39
1.1.1.1. Plataformas rígidas.....	39
1.1.1.1.1. Plataforma jacket de acero.....	39
1.1.1.1.2. Plataforma steel gravity.....	40
1.1.1.1.3. Plataforma concrete gravity.....	41
1.1.1.2. Plataformas flexibles.....	43
1.1.1.2.1 Compliant tower.....	43
1.1.1.2.2. Spar.....	44
1.1.1.2.3. Tension leg platform (TLP).....	45
1.1.1.2.4. Sea star (mini TLP).....	46
1.1.2. Plataformas móviles.....	46
1.1.2.1. Drilling ships.....	47
1.1.2.2. Floating production storage and offloading.....	47
1.1.2.3. Semi-sumergibles.....	48
1.1.2.4. Jack-up.....	49
1.2. DISEÑO EN ESPIRAL PARA EL DESARROLLO DE UN CAMPO OFFSHORE.....	50
1.3. FACTORES ECONÓMICOS.....	52
1.4. GEOMORFOLOGÍA MARINA.....	53
1.5. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO.....	54
1.6. PROGRESO TECNOLÓGICO.....	54
1.7. EVALUACIÓN CUALITATIVA.....	55
<b>2. ASPECTOS GENERALES DE LA PLATAFORMA SELECCIONADA.....</b>	<b>56</b>
2.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....	56
2.1.1. Parámetros meteorológicos a tener en cuenta en la evaluación.....	57

2.2. CONSIDERACIONES OPERACIONALES.....	57
2.2.1. Funcionamiento.....	58
2.2.2. Situación.....	58
2.2.3. Orientación.....	58
2.2.4 Profundidad.....	58
2.2.5. Localización de equipos y materiales.....	59
2.2.6. Personal y transferencia de material.....	59
2.2.7. Fugas y contaminación.....	59
2.2.8. Exposición al tiempo.....	59
2.2.9. Seguridad.....	59
2.3. CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES.....	60
2.4. PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA PLATAFORMA FIJA JACKET...	60
2.5. TIPOS DE JACKET.....	64
2.6. INSTALACIÓN DE LA PLATAFORMA JACKET.....	65
2.6.1. Ubicación de la plantilla submarina.....	65
2.6.2. Fases de instalación de una plataforma jacket.....	66
2.6.2.1. Cargue.....	67
2.6.2.2. Transporte de la plataforma.....	69
2.6.2.3 Lanzamiento.....	70
2.6.2.4. Instalación de los pilotes.....	75
2.6.2.5. Requerimientos para la instalación.....	77
2.6.2.6. Instalación de la cubierta.....	78

### **3. SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES MATERIALES PARA LA PLATAFORMA MARINA.....**

3.1. PROTECCIÓN ANTICORROSIVA.....	80
3.1.1 Corrosión.....	80
3.1.1.1 Principales clases de corrosión.....	80
3.1.2. Tratamientos anticorrosivos.....	84
3.1.2.1. Protección catódica.....	84
3.1.2.2. Pinturas anticorrosivas.....	85
3.1.2.3. Pinturas Epoxídicas.....	86
3.1.2.4. Preparación de la superficie.....	86
3.1.3. Fallas comunes en la protección anticorrosiva a base de recubrimientos...	86
3.1.4. Identificación de la protección anticorrosiva para plataformas jacket.....	87
3.2. ACEROS.....	89
3.2.1. Tipos de acero.....	90
3.2.2. Ventajas de los aceros.....	92
3.2.3. Desventajas del acero.....	93
3.2.4. Clasificación de los aceros de acuerdo a sus propiedades mecánicas.....	94
3.2.5. Selección de acero estructural.....	95
3.2.5.1. Normas.....	96
3.2.5.2. Selección de acero estructural según el API.....	96
3.2.5.3. Selección de acero estructural según la NRF-175-PEMEX 2007.....	97

3.3. SOLDADURAS.....	103
.	
<b>4. .PRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA PLATAFORMA MARINA.....</b>	<b>104</b>
4.1 PRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA JACKET.....	104
4.1.1 Localización.....	106
4.1.2 Características del reservorio.....	107
4.1.3 Tamaño preliminar de los equipos e instalaciones para conocer el área requerida de la cubierta.....	110
4.1.4 Estimación de pesos.....	110
4.1.5 Geométrica de la jacket.....	113
4.1.6 Configuración estructural.....	114
4.1.7 Estimación de las secciones y características de la estructura jacket.....	116
4.2 PRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA CUBIERTA DE LA PLATAFORMA....	117
4.2.1 Estimación del espesor de la placa del nivel inferior.....	117
4.2.2 Estimación del espesor de la placa del segundo nivel y tercer nivel.....	118
4.2.5 Pre-dimensionamiento estructural de la cubierta.....	121
4.2.6 Cargas sobre la cubierta.....	128
4.2.6.1 Cargas gravitacionales.....	129
4.2.7. Resultados de la cubierta.....	138
.	
<b>5. ANÁLISIS DE CARGAS SOBRE LA PLATAFORMA MARINA.....</b>	<b>140</b>
5.1. CRECIMIENTO MARINO.....	142
5.2. OLEAJE.....	145
5.2.1. Análisis estático de la ola.....	146
5.2.2. Periodo aparente de la ola.....	148
5.2.3. Cinemática de la ola en dos dimensiones.....	150
5.2.4. Factor de la cinemática de la ola.....	153
5.2.5. Factor de bloqueo de la corriente.....	153
5.2.6. Coeficiente de arrastre y de inercia.....	154
5.2.7. Ecuación de Morison.....	154
5.3. VIENTO.....	156
5.3.1. Condiciones normales de operación.....	157
5.3.2. Condiciones extremas.....	157
5.3.3. Calculo de la fuerza de viento.....	158
5.4. COLISIÓN CON UN BUQUE.....	167
5.5. CORRIENTES MARINAS.....	171
5.5.1. Fuerzas por corrientes marinas.....	172
5.6. PRESIÓN HIDROSTÁTICA.....	173
5.7. FUERZA DE FLOTACIÓN.....	174
5.8. FUERZAS DE SISMO.....	177
5.8.1. Espectro elástico de diseño.....	178
5.8.1.1. Coeficiente de aceleración ( $A_a$ ).....	179
5.8.1.2. Tipo de perfil de suelo.....	179

5.8.1.3. Coeficiente de sitio(S).....	180
5.8.1.4. Coeficiente de importancia (I).....	180
5.8.1.5. Periodos.....	181
5.8.1.6. Espectro elástico de aceleraciones.....	181
.	
<b>6. MOLDEAMIENTO DE LA PLATAFORMA.....</b>	<b>183</b>
6.1. GENERALIDADES DE SAP2000.....	183
6.2. DATOS DE ENTRADA PARA EL MODELAMIENTO.....	185
6.2.1. Selección de la plataforma marina.....	185
6.2.2. Selección de materiales.....	185
6.2.3. Pre-dimensionamiento de la plataforma marina.....	189
6.2.4. Cargas sobre la plataforma.....	190
6.2.4.1. Cargas gravitacionales.....	185
6.2.4.2. Cargas ambientales WE.....	193
6.2.4.3. Carga de Sismo E.....	200
6.3 CHEQUEOS EN LA ESTRUCTURA.....	201
6.3.1. Sismo.....	201
6.3.2. Cargas gravitacionales y ambientales.....	202
6.3.3. Fatiga.....	202
6.3.3.1. Análisis de fatiga.....	204
6.3.4. Chequeo de los elementos.....	206
6.4. ANALISIS DE RESULTADOS FINALES.....	208
6.4.1. Dimensiones y características de la estructura.....	208
6.4.2. Dimensiones y características de la cubierta.....	208
6.4.3. Calculo de derivas.....	209
6.4.4. Reacciones en los apoyos antes las diferentes clases de cargas.....	214
6.4.4.1. Reacciones por sismo.....	214
6.4.4.2. Reacciones por cargas gravitacionales.....	215
6.4.4.3. Reacciones por cargas ambientales We.....	216
6.4.4.4. Reacciones por el combo $1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35We$ .....	217
.	
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>218</b>
7.1. Conclusiones.....	218
7.2. Recomendaciones.....	221
.	
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>224</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>230</b>
.	

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Evaluación de atributos.....	55
Tabla 1.2. Evaluación de atributos total ponderado.....	55
Tabla 3.1. Grupos de aceros.....	94
Tabla 3.2. Clases de aceros.....	95
Tabla 3.3. Acero para tubería estructural.....	98
Tabla 3.4. Acero para placas estructurales.....	99
Tabla 4.1. Coordenadas en x y y de la plataforma a modelar.....	106
Tabla 4.2. Equipos de producción de petróleo.....	111
Tabla 4.3. Resumen del peso total de los equipos e instalaciones de la plataforma .....	112
Tabla 4.4. Clasificación de cargas muertas D1 sobre la cubierta.....	130
Tabla 4.5. Clasificación de cargas muertas D2 sobre la cubierta.....	131
Tabla 4.6. Clasificación de cargas vivas L2 sobre la cubierta.....	132
Tabla 4.7. Clasificación de cargas vivas L1 sobre la cubierta.....	132
Tabla 4.8. Resultados en los apoyos por carga muerta.....	138
Tabla 4.9. Resultados en los apoyos por carga viva.....	138
Tabla 4.10. Resultados en los apoyos por combinación D1+D2+L1+L2.....	139
Tabla 5.1. Parámetros de la ola a diferentes periodos de retorno (m, s).....	146
Tabla 5.2. Formulas para la teoría de Stokes de 5 <sup>to</sup> orden.....	152
Tabla 5.3. Aproximaciones del factor de bloqueo de las corrientes típicos para el golfo de México en estructura tipo jacket.....	154

Tabla 5.4. Velocidad de los vientos extremos (m/s).....	158
Tabla 5.5. Calculo de áreas de equipos y accesorios de la cubierta de la plataforma sentido X.....	161
Tabla 5.6. Cálculo del centroide sobre el nivel del mar.....	161
Tabla 5.7. Calculo de áreas de equipos y accesorios de la cubierta sentido Y.....	163
Tabla 5.8. Calculo del centroide sobre el nivel del mar.....	163
Tabla 5.9. Coeficiente de aceleración.....	179
Tabla 5.10. Coeficiente de sitio.....	180
Tabla 5.11. Coeficiente de importancia.....	181
Tabla 6.1. Cargas muertas D1.....	191
Tabla 6.2. Cargas muertas D2.....	191
Tabla 6.3. Cargas vivas L1.....	192
Tabla 6.4. Cargas vivas L2 sobre la cubierta.....	192
Tabla 6.5. Datos relacionados con la ola de diseño.....	194
Tabla 6.6. Cálculo de derivas combo 1.....	210
Tabla 6.7. Cálculo de derivas combo 2.....	211
Tabla 6.8. Cálculo de derivas sismo X.....	213
Tabla 6.9. Cálculo de derivas sismo Y.....	213
Tabla 6.10. Modos de vibración de la plataforma.....	214
Tabla 6.11. Reacciones en los apoyos por las cargas de sismo.....	214
Tabla 6.12. Reacciones en los apoyos debido a las cargas muertas.....	215

Tabla 6.13. Reacciones en los apoyos debido a las cargas vivas.....	215
Tabla 6.14. Reacciones en los apoyos debido a las cargas gravitacionales....	216
Tabla 6.15. Reacciones en los apoyos debido a las cargas ambientales.....	216
Tabla 6.16. Reacciones en los apoyos debido al combo 1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35We.....	217

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ronda Caribe.....	36
Figura 1.1. Clasificación de plataformas marinas típicas.....	38
Figura 1.2 Plataforma jacket.....	40
Figura 1.3. Plataforma Steel gravity.....	41
Figura 1.4. Plataforma concrete gravity.....	42
Figura 1.5. Compliant tower.....	44
Figura 1.6. Plataforma spar.....	44
Figura 1.7. Plataforma TLP.....	45
Figura 1.8. Mini TLP.....	46
Figura 1.9. Plataforma móvil drilling ship.....	47
Figura 1.10. Plataforma FPSO.....	48
Figura 1.11. Plataforma semi-sumergible de concreto.....	49
Figura 1.12. Plataforma Jack-up.....	50
Figura 1.13. Diseño en espiral para el desarrollo de un campo costa afuera....	51
Figura 1.14. Capacidad de desarrollo costa afuera.....	52
Figura 1.15. Costo de las diferentes tipos de plataformas con respecto a la profundidad.....	53
Figura 1.16. Pruebas de piston core.....	54
Figura 2.1. Plataforma jacket.....	63

Figura 2.2. Plantilla submarina.....	66
Figura 2.3. Fases de Instalación de la plataforma jacket.....	66
Figura 2.4. Cargue de la plataforma jacket.....	67
Figura 2.5. Instalación de la plataforma jacket.....	68
Figura 2.6. Jacket con tanques para flotar.....	69
Figura 2.7. Transporte de la plataforma.....	70
Figura 2.8. Transporte de la plataforma.....	70
Figura 2.9. Desembarque de la plataforma.....	71
Figura 2.10. Desembarque e instalación de la plataforma.....	72
Figura 2.11. Instalación de la plataforma.....	73
Figura 2.12. Desembarque e instalación de la plataforma.....	73
Figura 2.13. Desembarque e instalación de la plataforma.....	74
Figura 2.14. Formas de pilotaje.....	75
Figura 2.15. Jacket con Spudcan.....	76
Figura 2.16. Instalación de la cubierta.....	78
Figura 3.1. Corrosión intergranular.....	80
Figura 3.2. Corrosión uniforme.....	81
Figura 3.3. Corrosión localizada.....	81
Figura 3.4. Corrosión por picadura.....	82
Figura 3.5. Corrosión galvánica.....	82

Figura 3.6. Índice de corrosión a lo largo de la profundidad.....	83
Figura 3.7. Protección anticorrosiva.....	87
Figura 3.8. Protección anticorrosiva.....	88
Figura 3.9. Asignación inicial de los aceros para la estructura de la plataforma.....	100
Figura 4.1. Ubicación geográfica de la plataforma.....	106
Figura 4.2. Características del reservorio.....	107
Figura 4.3. Sistema típico de separación de petróleo con recuperación de gas..	108
Figura 4.4. Complejo de plataformas.....	113
Figura 4.5. Configuraciones estructurales de las jackets.....	114
Figura 4.6. Modelo estructural elegido.....	116
Figura 4.7. Arreglo estructural del primer y tercer nivel de la cubierta [ft].....	119
Figura 4.8. Arreglo estructural del segundo nivel de la cubierta [ft].....	120
Figura 4.9. Modelo preliminar de la plataforma marina fija [m].....	122
Figura 4.10. Configuración estructural corte eje1 [ft].....	124
Figura 4.11. Configuración estructural corte eje 4 en [ft].....	124
Figura 4.12. Configuración estructural, corte eje 2 y corte eje 3 en [ft].....	125
Figura 4.13. Configuración estructural corte eje A en [ft].....	125
Figura 4.14. Configuración estructural eje B en [ft].....	126
Figura 4.15. Configuración estructural eje C en [ft].....	126
Figura 4.16. Configuración estructural eje D en [ft].....	127

Figura 4.17. Configuración estructural eje E en [ft].....	127
Figura 4.18. Modelamiento de la cubierta en 3D.....	128
Figura 4.19. Distribución de equipos y accesorios en la cubierta inferior.....	133
Figura 4.20. Distribución de equipos y accesorios en el segundo nivel de la cubierta [ft].....	134
Figura 4.21. Distribución de equipos y accesorios en el tercer nivel de la cubierta [ft].....	135
Figura 4.22. Modelo estructural de la cubierta con equipos mecánicos.....	136
Figura 4.23. Sistema de convenciones en lo apoyos de la cubierta.....	137
Figura 5.1. Cargas sobre la plataforma.....	141
Figura 5.2. Crecimiento marino en plataformas.....	142
Figura 5.3. Espesor del crecimiento marino.....	144
Figura 5.4. Procedimiento para calcular la ola y las fuerzas de corriente para un análisis estático.....	148
Figura 5.5. Variación Doppler de acuerdo a una corriente continua.....	150
Figura 5.6. Área de aplicación de las funciones stream, stokes v y teoría lineal.....	151
Figura 5.7. Área proyectada en sentido X.....	160
Figura 5.8. Cargas generadas por el viento en sentido Y.....	162
Figura 5.9. Área proyectada en sentido Y.....	162
Figura 5.10. Cargas generadas por el viento en sentido Y.....	164
Figura 5.11. Fuerza de viento en dirección $\theta$ .....	165

Figura 5.12. Buque en operaciones rutinarias.....	166
Figura 5.13. Protección contra colisiones de buques.....	166
Figura 5.14. Protección contra colisiones de buques.....	167
Figura 5.15. Protección adoptada para el modelamiento.....	167
Figura 5.16. Carga del impacto de buque sobre la estructura de la plataforma.....	170
Figura 5.17. Presión hidrostática.....	173
Figura 5.18. Características geométricas de la plataforma.....	175
Figura 5.19. Fuerzas de flotación .....	176
Figura 5.20. Espectro elástico de diseño para colombia (NSR_98).....	178
Figura 5.21. Espectro elástico de diseño para la plataforma.....	182
Figura 6.1. Semi sumergible modelado en sap2000.....	184
Figura 6.2. Clasificación de materiales de la estructura jacket.....	185
Figura 6.3. Modelo estructural 3.....	187
Figura 6.4. Configuración estructural eje b en [ft].....	189
Figura 6.5. Modelo de la plataforma marina fija tipo jacket.....	190
Figura 6.6. Tipo de defensa contra la colicion de buques.....	193
Figura 6.7. Distribucion de la fuerza puntual sobre la plataforma.....	193
Figura 6.8. Metodologia para el calculo de las ferzas producidas por ola/corrientes .....	194
Figura 6.9. Área de aplicación de las funciones stream, stokes v y teoría lineal.	195

Figura 6.10. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso1.	196
Figura 6.11. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso2.	196
Figura 6.12. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 3 .....	197
Figura 6.13. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 4 .....	198
Figura 6.14. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 5 .....	198
Figura 6.15. Perfil vertical de las velocidades ola/corriente.....	199
Figura 6.16. Detalle cuando la ola golpea a la plataforma en sentido Y.....	199
Figura 6.17. Cargas de ola/corriente y flotación.....	200
Figura 6.18. Definición de masas para el análisis sísmico.....	200
Figura 6.19. Grietas en la juntas por el daño por fatiga.....	203
Figura 6.20. Código para el chequeo de los elementos de la plataforma.....	206
Figura 6.21. Análisis inicial de la estructura.....	207
Figura 6.22. Análisis final de la estructura.....	207
Figura 6.23. Modelo estructural 3.....	208
Figura 6.24. Configuración estructural eje b en [ft].....	208
Figura 6.25. Convenciones de los apoyos de la plataforma.....	209
Figura 6.26. Ola golpeando en sentido X, Y.....	217

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A. IMPACTOS ECOLÓGICOS Y SOCIALES DE LA CONSTRUCCIÓN COSTA AFUERA.....</b>	<b>230</b>
<b>ANEXO B. PLANOS ARQUITECTÓNICOS DE LA CUBIERTA DE LA PLATAFORMA.....</b>	<b>245</b>
<b>ANEXO C. SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL.....</b>	<b>250</b>
<b>ANEXO D. PRE DIMENSIONAMIENTO DE LAS VIGAS Y VIGUETAS DE LA CUBIERTA.....</b>	<b>263</b>
<b>ANEXO E. INFORMACIÓN METEOROLÓGICA Y OCEANOGRÁFICA DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LA PLATAFORMA.....</b>	<b>278</b>
<b>ANEXO F. METODOLOGÍA Y VARIABLES IDENTIFICADAS.....</b>	<b>304</b>

## GLOSARIO

**ÁNODO:** El electrodo de una celda electrolítica en el cual la principal reacción que ocurre es la de oxidación.

**API:** Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

**A.S.T.M. (AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS):** sociedad americana para ensayos de los materiales; esta sociedad está encargada de promulgar normas y códigos para diversas clases de materiales.

**BARRIL:** Unidad de medida utilizada para el petróleo crudo y los productos del petróleo (1 barril =159 litros).

**BATIMETRÍA:** Rama de la oceanografía que trata de la determinación de las profundidades de los fondos oceánicos y marinos. Con los resultados de la exploración batimétrica de una zona marina se trazan los mapas batimétricos constituidos por curvas de nivel de valores negativos respecto al nivel del mar.

**BUQUE:** El buque es un barco con cubierta que por su tamaño, solidez y fuerza es apropiado para navegaciones o empresas marítimas de importancia

**CARGAS AMBIENTALES:** son las cargas generadas por olas, corrientes y vientos.

**CÁTODO:** Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual la principal reacción que ocurre es la de reducción.

**DEFLEXIÓN:** desviación perpendicular al plano longitudinal de un elemento.

**EXPLORACIÓN:** Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables.

Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

**EXPLOTACIÓN (PRODUCCIÓN):** Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

**POZO:** se refiere a cualquier perforación del suelo diseñada con el objeto de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos. Existen numerosos tipos de pozos, entre ellos de exploración, de avanzada y de explotación.

**CAMPO O YACIMIENTO:** es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo.

**ESFUERZO INTERNO:** Conjunto de fuerzas y momentos estáticamente equivalentes a la distribución de tensiones internas sobre el área de esa sección que se expresa en  $N/m^2$ .

**ESFUERZO NORMAL:** (normal o perpendicular al plano considerado), es el que viene dado por la resultante de tensiones normales  $\sigma$ , es decir, perpendiculares, al área para la cual pretendemos determinar el esfuerzo normal.

**ESFUERZO CORTANTE:** (tangencial al plano considerado), es el que viene dado por la resultante de tensiones cortantes  $\tau$ , es decir, tangenciales, al área para la cual pretendemos determinar el esfuerzo cortante.

**SPUDCAN:** Elemento utilizado en la base de las plataformas jacket para evitar que la subestructura se hunda demasiado en el lecho marino.

**GEOFÍSICA:** Conjunto de disciplinas que aplican la Física al estudio de la Tierra.

**JACKET (CHAQUETA):** sub-estructura tubular que se encuentra amarrada al lecho marino y soporta la cubierta donde se llevan a cabo los procesos de perforación y producción

**OFFSHORE:** Término inglés que significa costa afuera. Se refiere a las actividades petroleras que se realizan en la plataforma continental y en aguas internacionales.

**PERFORACIÓN:** Operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y extraer hidrocarburos.

**PLATAFORMAS MARINAS:** Una plataforma marina, generalmente hace referencia a una plataforma petrolera costa afuera. Es una estructura de grandes dimensiones utilizadas para las actividades de exploración, perforación, producción y almacenamiento de petróleo o gas. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma puede ser fijada al fondo del océano o flotar.

**SKIRT PILES:** son los pilotes encargados de mantener fija la plataforma en el lecho marino

**SÍSMICA:** método de prospección que emplea ondas elásticas generadas artificialmente para que se propaguen por el subsuelo, permitiendo deducir con el estudio de sus reflexiones y refracciones, las profundidades, espesores de capas y calidad de los materiales.

**TOPSIDES:** hacen parte de los equipos e instalaciones necesarios para que la plataforma entre en funcionamiento y se encuentran en la parte superior de la cubierta. Ej: los equipos de proceso, el alojamiento de los operadores, etc..

**BOPD:** sigla de barrel of oil per day la cual es la unidad que significa barriles de petróleo por día.

**YARDA:** La yarda es la unidad de longitud básica en los sistemas de medida utilizados en EE. UU. y Reino Unido. Equivale a 0,9144 metros.

**COMPLEJO DE PLATAFORMAS:** es un conjunto de plataformas fijas jackets que tiene un propósito en común para la producción de gas y petróleo de grandes campos en donde cada plataforma tiene su función.

## RESUMEN

**Título:**

MODELAMIENTO DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA EN LA RONDA CARIBE A PARTIR DE UNOS REQUERIMIENTOS ESTABLECIDOS

**Autores:**

JOSE LUIS RODRIGUEZ BROCHERO, JULIO ALBERTO RUEDA CORDERO

**Palabras Claves:** Plataformas, Jacket, Sap2000, Producción, petróleo, gas, offshore.

**CONTENIDO:**

En este proyecto se propone modelar una plataforma marina fija de producción en un campo supuesto ubicado en la ronda Caribe de Colombia, con el objetivo de conocer los principales requerimientos para realizar una buena planeación en el diseño, construcción e instalación de una estructura marina que sirva para el desarrollo de un campo petrolífero costa afuera.

Este trabajo está dividido en los siguientes capítulos:

Capitulo 1: Selección de la plataforma más adecuada para el campo, considerando algunos aspectos técnicos, económicos entre otros.

Capitulo 2: Aspectos generales de la plataforma seleccionada, necesarios para tener en cuenta en todas las etapas de desarrollo del proyecto.

Capitulo 3: Pre dimensionamiento de la plataforma incluyendo la configuración estructural más adecuada para nuestro caso en particular.

Capitulo 4: selección de los principales materiales de cada elemento de la estructura para hacer un análisis global.

Capitulo 5: cálculo de las cargas que tendrá que soportar la estructura durante su vida útil de servicio.

Capitulo 6: modelamiento de la plataforma en el Programa de simulación Sap2000 teniendo en cuenta todos los aspectos anteriormente mencionados y sus consideraciones iniciales.

Capitulo 7: conclusiones y algunas recomendaciones que se deben tener en cuenta para las etapas de planeación, diseño y construcción de la plataforma.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de ingenierías físico- mecánicas. Escuela de Ingenierías Civil. Director: Alvaro Rey Soto.  
Codirector: Alexander Martínez Ramírez.

## ABSTRACT

**Title:**

MODELING OF A FIXED OFFSHORE PLATFORM IN THE CARIBBEAN ROUND, FROM SOME ESTABLISHED REQUIREMENTS.

**Authors:**

JOSE LUIS RODRIGUEZ BROCHERO, JULIO ALBERTO RUEDA CORDERO”

**Keywords:** Platform, Jacket, Sap2000, Production, petroleum, gas, offshore.

**CONTENT:**

This project proposes to model a fixed marine production platform in a supposed field located in the Colombia Caribbean round. The main objective is to know the main requirements to make a good planning in the design, construction and installation of a marine structure to be useful in the development of an offshore oilfield.

This project is divided in the following chapters:

Chapter 1: Selection of the most suitable platform for the field, considering some technical and economic aspects among others.

Chapter 2: General aspects of the selected platform, necessary to take into account at all stage in the project development.

Chapter 3: Preliminary sizing of the platform including the structural configuration most appropriate for our particular case.

Chapter 4: Selection of the main materials of each member of the structure to make a global analysis.

Chapter 5: Calculation of the loads which will have to support the structure during its service life.

Chapter 6: Modeling of the platform in the simulation software Sap2000 taking into account all above aspects mentioned and its initial considerations.

Chapter 7: Conclusions and some recommendations that should be taken into account for the planning stage, design and construction of the platform.

---

\* Graduation Project

\*\* Faculty of physical and Mechanical Engineering, Civil Engineering schools. Director: Alvaro Rey Soto.  
Director Assistant: Alexander Martínez Ramírez

## INTRODUCCIÓN

Debido al continuo aumento de la demanda del petróleo y al gasto de las reservas mundiales, los países se han visto en la obligación de explorar nuevos yacimientos que cubran el incesante gasto energético. Es por ello, que las prospecciones petrolíferas en el mar han adquirido en las últimas décadas una importancia creciente en la estrategia energética de gobiernos y empresas del sector, con el objetivo de localizar nuevos yacimientos de crudo que garanticen el abastecimiento de los mercados.

Las instalaciones necesarias para afrontar las tareas de exploración y explotación de crudo y gas en el subsuelo marino, precisa de una alta tecnología y una fuerte inversión económica y logística que muy pocos países pueden asumir. La producción de petróleo costa afuera, es una de las aplicaciones más visibles y representa un reto importante para la ingeniería de diseño<sup>1</sup>.

Estas instalaciones en alta mar deben funcionar de manera segura para soportar las solicitaciones a las que estarán expuestas durante su vida útil. Algunas consideraciones importantes de diseño son las cargas creadas por vientos huracanados, olas, corrientes marinas, cargas de fatiga generada por fuerzas cíclicas durante la vida útil de la plataforma<sup>2</sup>, etc.

Actualmente Colombia está explorando sus costas ante la necesidad constante de mantener reservas adecuadas de hidrocarburos y hacer frente a la demanda de productos derivados del petróleo<sup>3</sup>. ECOPETROL S.A. es la empresa más importante del país y no tiene la experiencia en el diseño y fabricación de la

- 
- <sup>1</sup> SADEGHI, Kabir. An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshore Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas Fields. Girne American University, Department of Industrial Engineering, Mersin 10, Turkey. 2007
  - <sup>2</sup> N. Haritos. Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures– An Overview. The University of Melbourne, Australia. EJSE internacional. 2007
  - <sup>3</sup> AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

infraestructura requerida para explotar campos costa fuera, razón por la cual necesita adquirir el conocimiento para determinar las variables involucradas en el procesos de definición de una estructura que acompañe la vida útil del proyecto, desde su fase inicial hasta el abandono; conocer cuáles son los requerimientos técnicos, ambientales y logísticos que se exigen para la fabricación de estructuras marinas, que llevarían a iniciar la explotación de hidrocarburos costa afuera<sup>4, 5</sup>. Esta necesidad da origen al enfoque del presente análisis que está encaminado a incorporar estos conocimientos, haciendo una descripción y evaluación de los sistemas de explotación costa afuera, y su aplicabilidad potencial para las condiciones de las costas colombianas.

### **Antecedentes históricos**

El desarrollo histórico de las plataformas marinas sirve de marco para analizar los factores que influyen en la selección, diseño, construcción e instalación de estructuras para la explotación costa afuera<sup>6</sup>.

Evidencias indican que la explotación petrolera en el mar usando estructuras de madera tuvo sus inicios a finales de 1800 en las costas de California, donde los equipos de perforación se apoyaban en muelles de madera sobre caballetes; hacia 1910 estos sistemas se utilizaron en las costas de Louisiana, apoyando las estructuras en cimentaciones a base de pilotes hechos de madera<sup>6</sup>. Después de la segunda guerra mundial, en 1947 en el Golfo de México se instaló la primera plataforma de acero no vista desde tierra a 16 Km de la costa por la Compañía Superior de Aceite en un tirante de 6 m.

---

<sup>4</sup> RAMIREZ VALLEJO, Jorge y CUELLAR URBANO, Ernesto. Clúster del petróleo y el gas: evaluación del entorno competitivo, agenda estratégica y elementos de una iniciativa de desarrollo del clúster. Estudio elaborado para la cámara de comercio de Barrancabermeja. Universidad de los Andes facultad de administración centro de estrategia y competitividad- CEC. D.C, Bogotá. 2008

<sup>5</sup> Offshore Management Forum: (6: 2009: Bucaramanga).

<sup>6</sup> GUERRERO, Leyte F y CÓRDOVA, Marín S. Investigación Geotécnica, Geológica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas. Universidad de la UNAM. Simposio en la facultad de ingeniería. 2004.

Esta plataforma de acero fue fabricada enteramente a corta distancia de la costa y fue soportada por un número grande de pequeños pilotes de acero, conducidos en diferentes direcciones y a diversas profundidades. En 1948 fue prefabricada la primera subestructura armada en secciones sobre el sitio. En 1950 se fabricó en tierra la primera de subestructuras unificadas llamadas jackets. La jacket acerada fue colocada en el fondo del océano, donde actuó como un patrón para los pilotes de acero que fueron conducidos a través de sus piernas tubulares. De 1955 a 1978 la profundidad de agua para construcción de la plataforma jacket en acero pasa de aproximadamente 30 m a 311.8 m, una acelerada progresión de diez veces en 20 años. El descubrimiento de grandes yacimientos en el Mar del Norte en condiciones agresivas del medio ambiente, estimuló el desarrollo de nuevos conceptos en explotación de hidrocarburos. Así es como en 1973 en el mar del norte se instaló la primera plataforma gravitacional de concreto, *Ekofisk*, a 70 m de profundidad<sup>7</sup>. Al mismo tiempo se descubrió el primer yacimiento de gas natural costa afuera en la costa Caribe de Colombia (campo Ballenas), con una capacidad estimada de 35 billones de pies cúbicos<sup>8</sup>, el cual es explotado por la empresa Chevron Texaco, en las plataformas marinas de extracción de gas Chuchupa 1 y Chuchupa 2. En 1983 en el Golfo de México, Exxon instala la primera torre atirantada, *Lena*, a 304 m de profundidad. Un nuevo concepto de plataformas para aguas profundas es puesto en práctica. Es así que Conoco, instala *Hutton*, el primer TLP en aguas de 147 m de profundidad en el mar del Norte, usándola como una plataforma de perforación y de producción. En 1991 se instala la jacket acerada rígida más alta a 412 m de profundidad. En 1995 la plataforma de concreto más alta es instalada en 330 m de agua. La búsqueda de yacimientos en aguas cada vez más profundas usando el enfoque basado en

---

7. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 42-44.

8. Miembros de la comisión de regulación de energía y gas PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS PARA EL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS DE CUSIANA Y CUPIGUA: Exportaciones de gas natural comercialización conjunta y otras disposiciones. 2002. p. 328

plataformas tubulares tipo jacket con cimentación a base de pilotes, es una tendencia que se ha observado históricamente. Es por esto que en 1998, la jacket Compliant tower acerada más alta, es instalada en 501 m de profundidad. Las jacket son limitadas por la profundidad del subsuelo marino debido a la cantidad de acero que se requiere, haciendo más atractivo otros enfoques. Por lo que en 1999 el TLP Ursa es instalado por primera vez en más de 1000 m de profundidad en el Golfo de México (en 1158 m de agua). En el 2005 el TLP Magnolia es instalado en 1425 m de profundidad. Por último, en el 2008 en el golfo de México es instalado el *mástil Perdido*, la plataforma Spar más profunda del mundo a 2383 m de profundidad<sup>9</sup>.

Como se puede apreciar en el resumen histórico, la tecnología utilizada para la explotación de campos offshore es muy avanzada, por lo que este proyecto no pretende una mejora de estas instalaciones, también se puede observar que la complejidad de estas estructuras fue aumentando a medida que se exploraba a mayores profundidades.

### **Identificación de la necesidad**

ECOPETROL S.A. no tiene experiencia en el diseño y fabricación de la infraestructura requerida para explotar campos offshore debido a su falta de ejecución de proyectos costa afuera en rol de operador. Debido a esto, surge la necesidad de establecer de manera teórica cuales son las variables y requerimientos básicos para el diseño de esta infraestructura.

### **Hipótesis**

Con la creación de un modelo de una plataforma marina fija en la ronda Caribe Colombiana, se identifican una serie de conceptos, variables y requerimientos básicos necesarios para su diseño, construcción e instalación.

---

<sup>9</sup> Energíadiario.com. El mástil perdido, la plataforma más profunda del mundo. [en línea]. <http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article7695>. [citado en 15 febrero de 2009].

## **Planteamiento del problema**

Identificar las variables y requerimientos básicos necesarios para modelar una plataforma marina fija de producción en un campo supuesto, para el cual se definieron las siguientes condiciones:

Ubicación: Bloque RC8 de la ronda Caribe de Colombia.

Coordenadas: latitud  $11^{\circ} 28' 4.29''$ , longitud  $-73^{\circ} 19' 44.56''$

Profundidad: 73 m.

Capacidad máxima de producción de 20.000 bopd.

Esta plataforma debe ser autosuficiente en aspectos básicos como:

- Energía eléctrica.
- Reparaciones de emergencia.
- Manejo de residuos.
- Tanques de almacenamiento de gas y crudo.
- Procesamiento de aguas residuales.
- Helipuerto.
- Modulo habitacional.
- Equipos para el procesamiento de petróleo y gas.
- Sistema de seguridad contra incendios.
- Sistema de circulación para el agua potable
- Otros.

## **OBJETIVOS**

### **GENERAL**

- Identificar las variables y requerimientos básicos necesarios para el diseño de una plataforma marina fija.

### **ESPECÍFICOS**

- Modelar una plataforma marina fija en la ronda Caribe en base a las recomendaciones plasmadas en las normas API.
- Realizar el modelamiento de la cubierta de la plataforma marina fija teniendo en cuenta la distribución de masas de sus instalaciones, equipos y accesorios.
- Establecer una metodología para realizar el modelamiento de una plataforma marina fija teniendo en cuenta las condiciones ambientales de la costa Caribe colombiana.
- Obtener resultados que sean base para futuros proyectos relacionados con esta tematica.

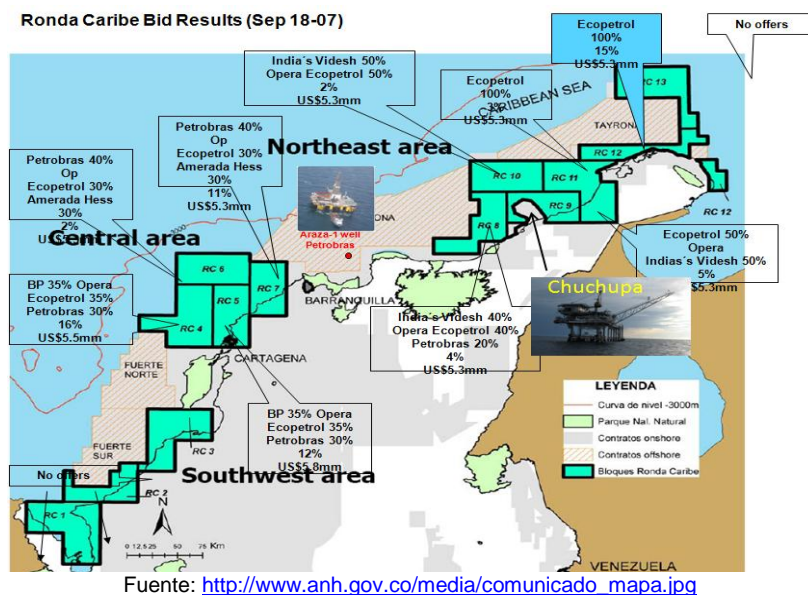
### **Justificación**

El modelo de desarrollo social y económico actual, establece unas necesidades de consumo de los derivados del petróleo. La disponibilidad de esta fuente de energía para sostener la gran demanda mundial, es uno de los factores que condiciona el precio de este combustible y a la vez, la estabilidad económica de un país. Junto a esto, ha de tenerse en cuenta que las innovaciones científicas y

tecnológicas con combustibles renovables, aun mantienen un claro carácter incipiente que actualmente no son económicamente viables<sup>10</sup>.

Durante décadas los campos tierra adentro, abastecieron el consumo mundial de petróleo, pero debido a la creciente demanda de combustible, un gran número de campos de crudo se consumieron en su totalidad. Por lo tanto, las compañías han sido obligadas a extender la búsqueda de crudo en campos costa afuera, y así aumentar la producción del petróleo y mantener reservas adecuadas de hidrocarburos. Ecopetrol tiene como meta producir un millón de barriles de petróleo equivalente para el año 2015 y uno de sus retos es mantener la autosuficiencia nacional para abastecimiento de combustibles, es por ello que la búsqueda de nuevos campos en la ronda Caribe es una de sus grandes apuestas.<sup>11</sup> (Ver figura 1).

**Figura 1. Ronda Caribe**



<sup>10</sup>. GRUPO. Simulaciones CTS: Las Plataformas Petrolíferas: Un caso sobre energía, combustibles fósiles y sostenibilidad. [en línea]. <http://weblogs.madrimasd.org/ctsiberoamerica/archive/2009/09/02/38113.aspx>. [citado en 25 octubre de 2008].

<sup>11</sup>. CARDENAS, Jennifer. Fuerte presencia en el offshore: Bloque de Búsqueda. La firma de nuevos contratos para explorar costa afuera posiciona a ECOPEPETROL como el jugador que más duro está apostando a la búsqueda de hidrocarburos en el Caribe. [en línea]. [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera\\_115/rev\\_exploracion.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera_115/rev_exploracion.htm). [citado en 14 marzo de 2009].

Después de realizar los estudios pertinentes y encontrar un importante campo de petróleo, se puede analizar la repercusión de las políticas energéticas en el modo de vida de los ciudadanos, concluyendo que estas son más directas y cercanas de lo que en un principio podría parecer. El desarrollo económico y la evolución de la demanda, producen condiciones que pueden resultar en oportunidades para el país. Sin lugar a dudas, el conocimiento es la herramienta fundamental para el aprovechamiento de estas oportunidades. Los componentes del conocimiento requieren de una firme solicitud del Estado al sector académico, así como el compromiso firme del sector académico de atender los programas de desarrollo nacional, económico y social, acompañado de incentivos que impulsen la capacitación, investigación desarrollo, competitividad y rendimiento en las universidades.<sup>12</sup>

Como aporte inicial a la investigación, se realiza esta propuesta que permite analizar y conocer la infraestructura utilizada en los campos costa afuera, proponiendo una guía básica para la selección de variables y requerimientos primordiales en el diseño, instalación y construcción de las plataformas marinas costa afuera y así aprovechar las oportunidades e implementar la avanzada tecnología utilizada, que ayudará a posicionar al país a un nivel de competencia internacional. Es allí en donde radica la importancia de esta investigación y la utilidad para las instituciones universitarias del país.

---

<sup>12</sup>. LAFUENTE, Marianela y GENATIOS, Carlos. Energía: cuando la crisis genera oportunidades: Crisis petrolera y cambio tecnológico. [en línea]. <http://www.voltairenet.org/article126714.html>. [citado en 16 marzo de 2009].

## 1. SELECCIÓN DE LA PLATAFORMA MARINA FIJA

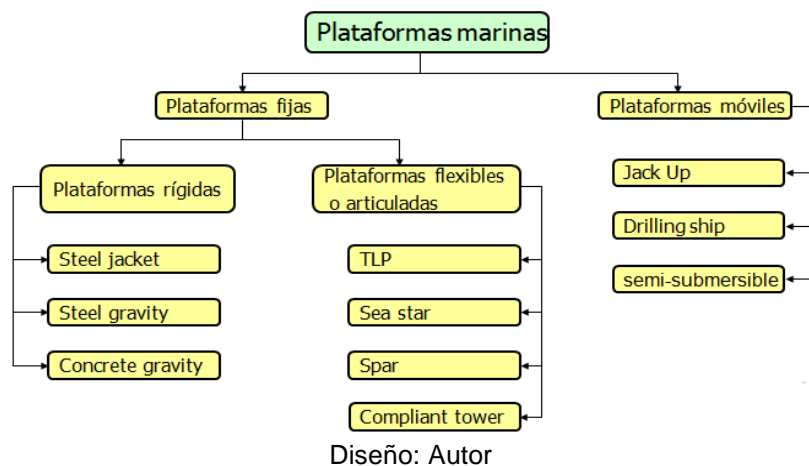
Existen diversos factores que permite tomar una decisión en la selección de la plataforma más adecuada para el desarrollo de un campo costa afuera. Estos factores dependen principalmente de la localización geográfica y las características del yacimiento. A continuación se presentan algunos de los factores más importantes para realizar el proceso de selección<sup>13</sup>.

1. Tipo y función de la plataforma
2. El progreso tecnológico y científico
3. Factores económicos.
4. Capacidad de almacenamiento
5. Tipos de suelos.

### 1.1 TIPOS Y FUNCIONES

Existen una gran variedad de plataformas marinas utilizadas para la exploración, perforación y producción de campos costa afuera. En este proyecto se muestra los sistemas más utilizados actualmente para el desarrollo de estas actividades. (Ver figura 1.1)

Esquema 1.1. Clasificación de plataformas marinas típicas



<sup>13</sup> GUERRERO, Leyte F y CORDOVA, Marín S. Investigación Geotécnica, Geológica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas. Simposio en la facultad de ingeniería. 2004

### **1.1.1 Plataformas fijas**

Fueron las primeras unidades utilizadas para la explotación de crudo y gas, han sido las preferidas en los yacimientos localizados en láminas de agua de hasta 500 m de profundidad. Generalmente estas plataformas se componen de estructuras modulares de acero o concreto, instaladas en el lugar de operación con pilotes hincados en el fondo marino. Las plataformas fijas son proyectadas para recibir todos los equipos de perforación, almacenaje de materiales, alojamiento del personal, así como todas las instalaciones necesarias a la producción de los pozos. Estas plataformas normalmente son usadas para la producción y su estructura puede ser rígida o flexible dependiendo del modo en que afrontan las acciones laterales medioambientales (viento, olas, corrientes marinas, etc.)<sup>14</sup>.

#### **1.1.1.1 Plataformas rígidas**

Como su nombre claramente lo indica, una plataforma rígida es una estructura en donde sus deformaciones bajo cargas laterales son relativamente pequeñas y se encuentra anclada al lecho marino.

##### **1.1.1.1.1 Plataforma jacket**

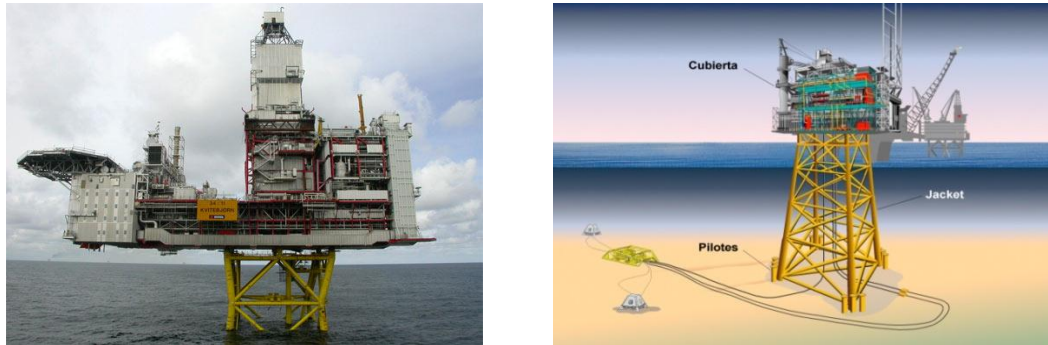
Es la plataforma más clásica y ampliamente usada costa afuera. Están constituidas por elementos tubulares de acero y normalmente son usadas en aguas poco profundas a moderadamente profundas (de 20 a 100 m) aunque, estas plataformas han sido utilizadas hasta 500 m de profundidad<sup>15</sup>. Está compuesta de tres partes principales que son la cubierta, la jacket misma y el sistema de fundación. (Ver figura 1.2)

---

<sup>14</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 5.

<sup>15</sup>. Ibid., ref. 14, p. 40.

**Figura 1.2. Plataforma jacket**



Fuente: <http://www.offshore-technology.com/contractors/instrumentation/fugro2/fugro22.html>

- cubierta: es la parte superior de la plataforma y en ella se encuentra los cuartos de residencia, la torre de perforación, artículos consumibles, instalaciones, helipuerto, etc. Normalmente, todas las instalaciones y equipos ya son colocadas en la cubierta antes de su acoplamiento con la estructura<sup>16</sup>.
- La subestructura jacket: es una estructura tubular en forma piramidal que actúa como un patrón para los pilotes de acero que pueden ser conducidos a través de sus piernas tubulares<sup>17</sup>.
- Los pilotes de fundación: los pilotes pueden ser insertados entre las piernas o alrededor de ellas con pilotes de falda colocados en la base de la subestructura.

#### **1.1.1.1.2 Plataforma Steel gravity**

Este tipo de estructura es raramente usada y usa su propio peso como una fuerza equilibrante para contrarrestar las cargas laterales debido al viento y olas que tienen tendencia a volcar la plataforma.

---

<sup>16</sup>. HIRSCHFELDT, Marcelo e IGLESIAS, Silvana. El offshore en el mundo: Aspectos técnicos y estadísticas de la industria. Foro de Offshore del Golfo San (9: 2008: Caleta Olivia).

<sup>17</sup>. TENORIO A., Gabriela y OCHOA R., Claudio. Diseño de cimentaciones profundas para plataformas marinas. México D.F, 2008. p. 3. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura.

No obstante, la razón real para usar plataformas gravitacionales es la naturaleza del terreno, ya que cuando es de roca sólida, es imposible conducir pilotes en ella, así que la única solución es una plataforma gravitacional<sup>18</sup>. (Ver figura 1.3).

**Figura 1.3. Plataforma Steel gravity**



Fuente: Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement

Normalmente las plataformas gravitacionales son plataformas de concreto, pero en algunos casos la solución acerada puede ser adoptada en relación con varios factores que normalmente son económicos. Un rasgo importante de todas las plataformas gravitacionales es que pueden ser removidas para volver a ser utilizadas.

#### **1.1.1.1.3 Plataforma Concrete gravity**

Son las estructuras más impresionantes y enormes que se han construido para la explotación de campos costa afuera. En estas plataformas la estructura acerada que soporta la cubierta, es reemplazada completamente o parcialmente por una estructura de concreto de grandes dimensiones<sup>18</sup>. (Ver figura 1.4)

---

<sup>18</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 16 – 29.

**Figura 1.4. Plataforma concrete gravity**



Fuente1: [http://www.oilproduction.net/files/foro\\_offshore\\_hirschfeldt.pdf](http://www.oilproduction.net/files/foro_offshore_hirschfeldt.pdf)

Fuente2: <http://www.statoil.md/STATOILCOM/SVG00990.nsf/>

Las plataformas gravitacionales de concreto son usadas cuando algunas condiciones particulares están presentes:

- Factores económicos: En algunos casos, la construcción de una estructura de concreto muy grande puede ser más económica que la construcción de una estructura de acero<sup>19</sup>.
- Condiciones de la construcción: La operación de conducción de pilotes para una chaqueta acerada necesita usualmente de 5 a 10 días; mientras la instalación completa de una plataforma gravitacional de concreto con su cubierta en el campo de petróleo, toma un período más corto de 1 a 2 días<sup>19</sup>.
- Condiciones del suelo: cuando el lecho marino es de roca, es imposible conducir pilotes en este, es por ello que la solución de gravedad es la única posible<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 16 – 29.

- Condiciones geográficas: La presencia de aguas calmadas y poco profundas no lejos del campo de petróleo es un factor importante para las fases de la construcción.

Los factores citados anteriormente a menudo han sido determinantes en la elección de esta clase de plataformas.

### **1.1.1.2 Plataformas flexibles**

Las plataformas flexibles son diseñadas para moverse bajo fuerzas laterales de modo que los efectos de estas fuerzas sean mitigados. La diferencia entre las plataformas rígidas y flexibles está en el modo en que afrontan las acciones laterales ambientales (el viento, las olas, corrientes etc.)<sup>13</sup>

#### **1.1.1.2.1 Compliant tower**

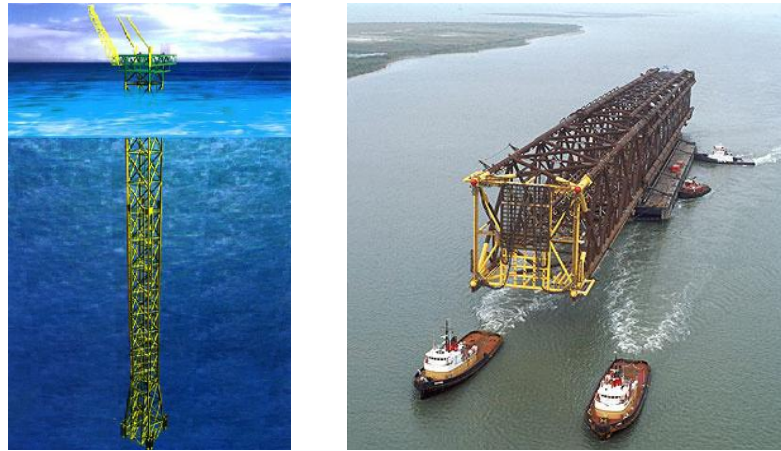
Son torres clásicas similares a las jacket pero más esbeltas, su comportamiento estructural es flexible con desplazamientos de balanceos grandes y períodos de oscilación altos. En estas plataformas los pilotes no pueden ser insertados en las piernas principalmente por motivos económicos. De hecho, pilotes demasiado largos son demasiado costosos y hacen más pesada la plataforma. Es por ello, que se hacen pilotes de falda, insertados alrededor de las piernas<sup>15</sup>. (Ver figura 1.5).

---

<sup>20</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 5.

<sup>21</sup>. HIRSCHFELDT, Marcelo y IGLESIAS, Silvana. El offshore en el mundo: Aspectos técnicos y estadísticas de la industria. Foro de Offshore del Golfo San (9: 2008: Caleta Olivia).

**Figura 1.5. Compliant tower**



Fuente: <http://www.doris-engineering.com/>

#### **1.1.1.2.2 SPAR tower**

Esta plataforma posee 3 tipos de risers (producción, perforación, y entrega de petróleo), está compuesta por un tubo grande de acero, que actúa como subestructura soportando directamente la cubierta y las partes superiores. El tubo es acomodado verticalmente para su posición estable de equilibrio, anclado por contrahuellas de tensión y líneas de anclaje.<sup>22</sup> (Ver figura 1.6).

**Figura 1.6. Plataforma spar**



Fuente: [http://www.oilproduction.net/files/foro\\_offshore\\_hirschfeldt.pdf](http://www.oilproduction.net/files/foro_offshore_hirschfeldt.pdf)

---

<sup>22</sup>. HIRSCHFELDT, Marcelo e IGLESIAS, Silvana. El offshore en el mundo: Aspectos técnicos y estadísticas de la industria. Foro de Offshore del Golfo San (9: 2008: Caleta Olivia).

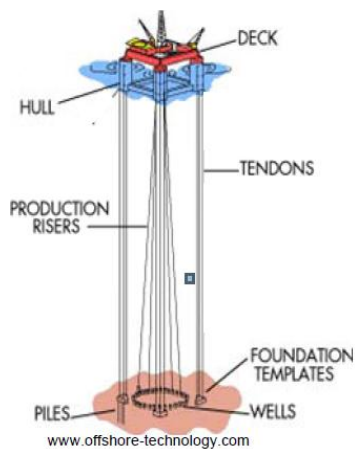
Estas plataformas son utilizadas para la perforación y producción, la estructura cilíndrica es hueca y su interior sigue las bandas de producción a la planta de transformación situada en la cubierta de la plataforma. Se han instalado en profundidades de aguas que van de los 600 m en adelante.

### 1.1.1.2.3 TLP (Tensión Leg Platforms)

Son estructuras flotantes ancladas en el lecho del mar por una serie de tendones verticales tensionadas debido a la extra flotabilidad, estos tendones hacen que se elimine el movimiento vertical de la plataforma. Estas estructuras son capaces de soportar grandes cargas útiles, son utilizadas para campos de alta producción y gracias a su gran capacidad de almacenamiento pueden ser anfitriones de algunos procesos de refinación.

Las TLP pueden ser usadas desde 150 m de columna de agua, y teóricamente no hay límite de profundidad para su uso<sup>23</sup>. (Ver figura 1.7).

**Figura 1.7. Plataforma TLP**



Fuente: <http://okok.org/forum/attachments/27/272461-of-embed.jpg>

Fuente 2: Máster SPI DSME, P. Vannucci

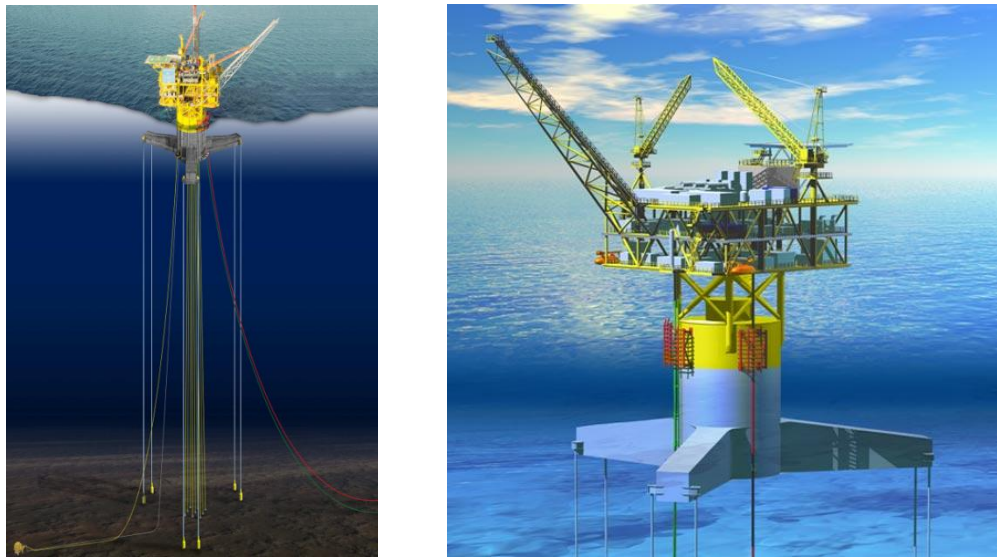
---

<sup>23</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 33-37.

#### 1.1.1.2.4 Mini TLP (Sea star)

Recientemente un nuevo concepto TLP ha sido desarrollado y es conocido como sea star (ver figura 1.8). En esta solución, solo una columna está presente, la columna es anclada al lecho marino por una serie de tendones de acero pretensionadas, y fijados a tres pilotes. Estos TLP tienen menor capacidad de carga útil, y normalmente son usados para pequeños yacimientos que se encuentren en altas profundidades<sup>24</sup>.

**Figura 1.8. Mini TLP**



Fuente: <http://www.atlantia.com/seastar/>

#### 1.1.2 Plataformas móviles

Las plataformas móviles casi siempre son usadas para la perforación y las fases de exploración. Estas estructuras pueden trasladarse de un lugar a otro con gran facilidad para desarrollar sus actividades en diferentes campos.

---

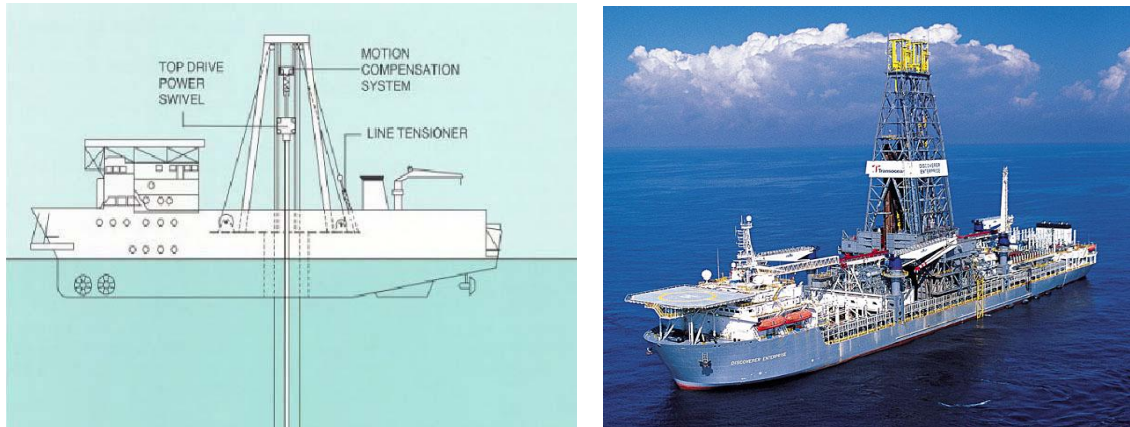
<sup>24</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 33-37.

### 1.1.2.1 Drilling ships

Como todos los sistemas móviles, las naves de perforación son usadas sobre todo para la fase de perforación, pero también pueden ser usados temporalmente como FPS (Sistema de Producción Flotante).

Los drilling ships son barcos comunes equipados con un sistema de perforación que pueden operar a más de 3000m de profundidad. Estos barcos son amarrados en el lugar donde operan, utilizando un sistema de anclas para aguas someras ó un sistema de posicionamiento global para aguas profundas (Ver figura 1.9).

**Figura1.9. Plataforma móvil drilling ship**



Fuente: <http://www.srh.noaa.gov/srh/srnews/stories/2009/pmo.htm>

### 1.1.2.2 Floating Production Storage and Offloading (FPSO)

Los FPSO son unidades de producción principalmente, pero pueden ser adaptados para la perforación. Estas plataformas son utilizadas para trabajar en aguas profundas y ultraprofundas, tienen capacidad para procesar, almacenar y transferir el petróleo o gas a otra unidad de alivio (FPS). Se mantiene en su posición por un sistema de amarre de catenarias, asistido por motores con un sistema de posicionamiento global (GPS). (Ver Figura 1.10)

Las plataformas FPSO pueden ser utilizados en campos donde la producción estimada es para un periodo corto de tiempo, lo que no hace rentable instalar una plataforma fija. Una vez terminado el trabajo en un determinado campo ó en caso de una emergencia causada por las condiciones climáticas, la FPSO libera sus anclas y puede dirigirse a un nuevo campo o a un lugar seguro<sup>25</sup>.

**Figura 1.10 Plataforma FPSO**



Fuente 1: [http://vesseltrax.com/mexico\\_crude\\_imports.html](http://vesseltrax.com/mexico_crude_imports.html)

Fuente 2: <http://www.bmtfm.com/?/378/417/422>

### 1.1.2.3 Semi-sumergibles

Son utilizadas en actividades de perforación entre los 200 m y los 3000m de profundidad. Estos buques están compuesto de dos pontones, 4 o más columnas de acero o de concreto y una cubierta que está equipada para todas las operaciones de perforación<sup>26</sup>. (Ver figura 1.11)

Estas plataformas pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión dependiendo de la distancia del lugar donde se va a perforar. Una vez en el lugar, su posición es proporcionada por un sistema de catenarias normalmente controlada por un sistema de GPS.

---

<sup>25</sup>. COSTA, André Tipos de plataformas offshore.

<sup>26</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 38-39.

**Figura 1.11. Plataforma semi-sumergible de concreto**

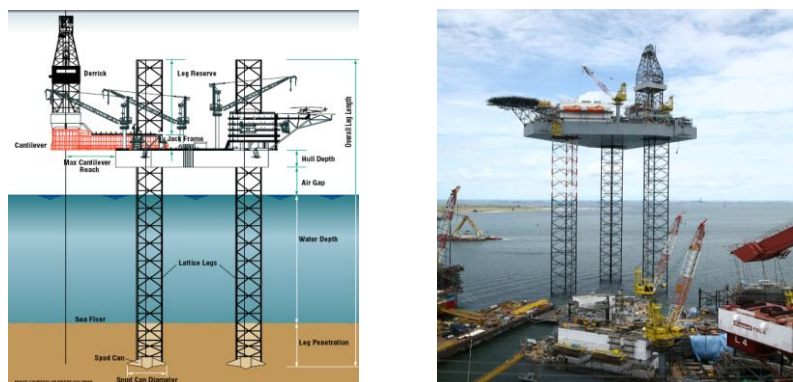


Fuente: [http://www.oilproduction.net/files/foro\\_offshore\\_hirschfeldt.pdf](http://www.oilproduction.net/files/foro_offshore_hirschfeldt.pdf)

#### 1.1.2.4 Jack-up

Estas son plataformas móviles, usadas para actividades de exploración y operaciones de perforación en aguas de hasta 180 m de profundidad. Son habitualmente en forma de barcaza triangular o rectangular y deben ser remolcadas a la región de perforación. Con la ayuda de motores en cada una de sus patas puede ajustar su altura según la necesidad del sitio de perforación apoyándose firmemente en el fondo marino<sup>27</sup>. Cuando las piernas son levantadas, la plataforma puede navegar como un barco común. Estas plataformas pueden ser alquiladas durante el tiempo que se requiere para la ejecución de las actividades planeadas. (Ver figura 1.12)

**Figura 1.12. Plataforma Jack-up**



Fuente 1: [http://www.oilproduction.net/files/offshore\\_2005\\_jackuprig\\_pstr.pdf](http://www.oilproduction.net/files/offshore_2005_jackuprig_pstr.pdf)

Fuente 2: <http://www.kepcorp.com/press/press.asp?RID=2003&L=&Y=2009&Q=1>

<sup>27</sup>. VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 40.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la selección de la plataforma se delimita a las estructuras fijas, ya que normalmente son usadas para las actividades de producción, mientras que las plataformas móviles casi siempre se utilizan para los procesos de perforación

## **1.2 DISEÑO EN ESPIRAL PARA EL DESARROLLO DE UN CAMPO COSTA AFUERA**

El diseño de una plataforma costa afuera es precedido por una secuencia de actividades que ayudan en la selección de un sistema de desarrollo adecuado a las características del campo petrolero. Primero se realiza un trabajo exploratorio que defina las características de un depósito potencial de hidrocarburo, los geólogos y geofísicos hacen esta evaluación por un estudio de formaciones geológicas. Después, se debe tomar una decisión si el campo resulta económicamente viable. Luego se identifican las alternativas factibles para producir el aceite y el gas de un campo costa afuera, y se selecciona el esquema de producción más deseable. Esta decisión implica la elaboración del presupuesto<sup>28</sup>.

La espiral de diseño mostrada en la figura 1.13 ilustra el proceso iterativo complejo en la selección y el diseño de un sistema de producción costa afuera. Cada lazo de la espiral indica un ciclo de diseño.

**Primer ciclo:** se deben evaluar varias opciones de desarrollo que cumplan los requisitos planteados inicialmente.

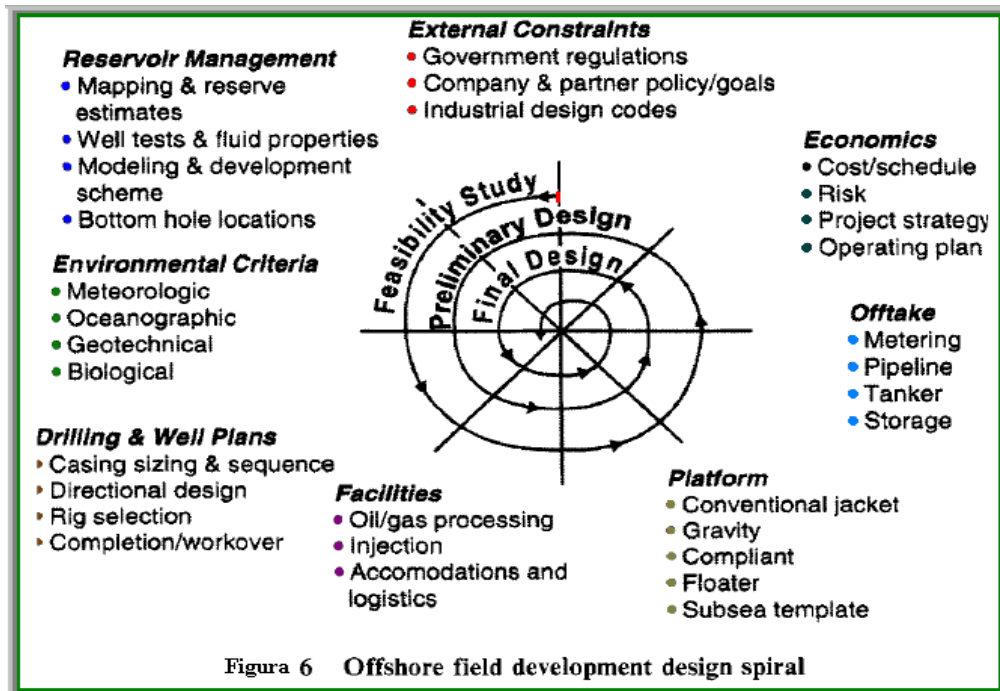
**Segundo ciclo:** se desarrolla un diseño preliminar para un sistema seleccionado.

**Tercer ciclo:** todos los componentes y actividades del sistema seleccionado deben estar definidos.

---

<sup>28</sup>. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen I, 2005. P. 281.

Figura 1.13. Diseño en espiral para el desarrollo de un campo costa afuera



Fuente: S. Chakrabarti 2005

El esquema de la espiral 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<sup>29</sup>.

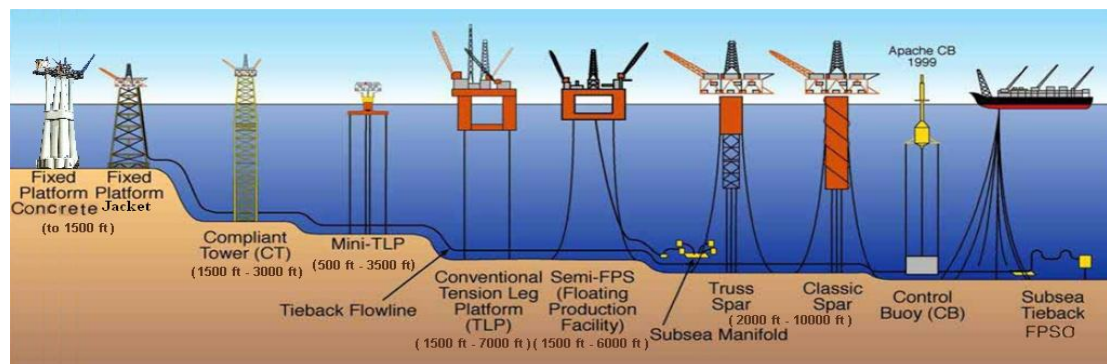
<sup>29</sup>. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen I, 2005. P. 281.

Para este proyecto se siguió la espiral de diseño, teniendo en cuenta algunos requisitos planteados para el desarrollo del campo supuesto, con el fin de seleccionar y analizar el sistema más adecuado para las condiciones planteadas en el sitio. Vale recordar que la espiral de diseño es para realizar un proceso completo, desde el estudio y la factibilidad hasta el diseño final del sistema seleccionado. Debido al alcance de este proyecto solo se realizó el primer ciclo de la espiral.

### 1.3 FACTORES ECONÓMICOS

Los campos de desarrollo costa afuera se llevan a cabo en aguas cada vez más profundas, extendiendo su tecnología al límite y con ella los costos de construcción y mantenimiento de los sistemas de explotación. La figura 1.14 muestra los sistemas más comunes existentes para este tipo de actividades, donde su complejidad aumenta con respecto a las profundidades de instalación, también se podría decir que esta figura es una cronología de cómo se han venido desarrollando estos sistemas de explotación.

**Figura 1.14. Capacidad de desarrollo costa afuera**

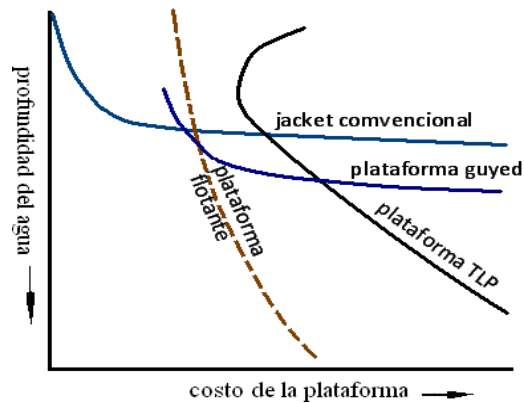


Fuente: <http://www.petroleo.mec.puc-rio.br/spe/download/arquivo3.pdf>

Hasta ciertas profundidades, las plataformas fijas rígidas han funcionado satisfactoriamente, pero cuando se encuentra un campo en aguas profundas, esta afirmación se hace cuestionable, debido principalmente a que los costos del acero o concreto que se requiere para la construcción de esta clase de estructuras es

considerable, teniendo que hacer una evaluación de costos entre los demás sistemas planteados anteriormente (Ver figura 1.15) , cada una de estas alternativas tiene ventajas y desventajas que deben ser consideradas a fondo antes de llegar a una decisión, analizando los diversos aspectos que llevan a seleccionar la mejor opción<sup>30</sup>.

**Figura 1.15. Costo de diferentes plataformas con respecto a la profundidad**



Fuente: SPE 14055. Feasibility Studies for Offshore Field Development by L.M. Williams, Brian IAM Assoc.

## 1.4 GEOMORFOLOGÍA MARINA

El estudio cuidadoso de la geomorfología marina, permite determinar los sitios más probables para el tendido de líneas e instalaciones de cimentaciones o sistemas de anclaje. Las condiciones del suelo marino en donde se va a instalar la plataforma son un factor importante para la determinación el tipo de estructura que se construirá. Cuando las características del suelo marino son buenas, es decir, que tenemos un suelo sólido con superficie homogénea y plana, entonces lo recomendado es la construcción a base de concreto. Por otro lado si el suelo es discontinuo con una capacidad de carga reducida, se recomienda generalmente la estructura de acero apoyada sobre pilotes<sup>31</sup>.

<sup>30</sup>. Williams, L.M y WATT, Brian Assocs. Inc. Feasibility Studies for Offshore Field Development. Revista SPE 14055. Marzo 17-20 de 1986. p. 3

<sup>31</sup>. TENORIO A., Gabriela y OCHOA R., Claudio. Diseño de cimentaciones profundas para plataformas marinas. México D.F, 2008. p. 3. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura

En esta investigación se analizaron los suelos del área superficialmente, 3 metros de profundidad, por medio de muestras de pistón core<sup>32</sup> (ver figura 1.16), las cuales se clasificaron y caracterizaron. Debido a que no se posee más información acerca de los suelos de la zona de interés, se asume que estos eran de bajas características, por lo cual la cimentación se desarrollo a base de pilotes, siendo esta la mejor opción para anclar la plataforma al lecho marino.

**Figura 1.16. Pruebas de pistón core**



Fuente: Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

## **1.5 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO**

Este factor hace referencia a la necesidad de almacenamiento que se requiere para las condiciones de producción diaria del campo. Por ejemplo, si tenemos un campo lejos de la costa donde la producción diaria es considerable, se requiere pensar en una plataforma que tenga gran capacidad de almacenamiento como es el caso de una plataforma TLP o una de concreto. Para este proyecto la producción diaria es de 20,000 bopd, por lo tanto la mayoría de las plataformas fijas son aptas para almacenar esta cantidad de crudo.

## **1.6 PROGRESO TECNOLÓGICO**

Se refiere a la complejidad, herramientas de diseño, materiales, y tecnología que se requiera para diseñar y construir la plataforma. Cabe resaltar que en la evolución histórica de estas estructuras, fue necesario hacer mayores investigaciones para acceder al hidrocarburo que se encontraba a mayores profundidades.

---

<sup>32</sup>. Instituto Colombiano de Petróleo (ICP). 2009.

## 1.7 EVALUACIÓN CUALITATIVA

Una vez identificadas las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de plataformas, se procede a calificarlas de acuerdo a sus atributos con respecto a las condiciones planteadas inicialmente, siendo 5 el puntaje más alto y 1 el más bajo. La plataforma que tenga el mayor puntaje de atributos será la indicada para el modelamiento. Los siguientes atributos son los que se tendrán en cuenta:

Capacidad de almacenamiento

Progreso tecnológico

Costo Económico

Condiciones del suelo marino

Según el método, el peso de cada atributo se da de acuerdo a criterios propios. De esta manera fueron pesados los atributos.

**Tabla 1. Evaluación de atributos**

atributo	peso	calificación					
		jacket	gravitacional	TLP	Spar	FPSO	Mini TLP
capacidad de almacenaje	20%	5	5	5	5	5	3
progreso tecnologico	30%	4	4	1	1	1	1
costo economico	30%	5	4	1	1	1	2
condiciones de suelo marino	20%	5	1	5	5	5	5

Diseño: Autores

**Tabla 2. Evaluación de atributos total ponderado**

atributo	ponderado					
	jacket	gravitacional	TLP	Spar	FPSO	Mini TLP
capacidad de almacenaje	1	1	1	1	1	0,6
progreso tecnologico	1,2	1,2	0,3	0,3	0,3	0,3
costo economico	1,5	1,2	0,3	0,3	0,3	0,6
condiciones de suelo marino	1	0,2	1	1	1	1
<b>total ponderado</b>	<b>4,7</b>	<b>3,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,6</b>	<b>2,5</b>

Diseño: Autores

De acuerdo a la evaluación cualitativa, la plataforma fija tipo jacket es la más adecuada para el modelamiento de este proyecto.

## 2. ASPECTOS GENERALES DE LA PLATAFORMA SELECCIONADA

De acuerdo con la evaluación cualitativa hecha en el capítulo 1, se decidió que para el desarrollo de un campo con las condiciones planteadas inicialmente, la mejor alternativa es la construcción de una plataforma fija jacket de producción. Este capítulo contiene algunos conceptos básicos y condiciones generales sobre este tipo de estructura.

### 2.1 CONSIDERACIONES GENERALES

- ✓ La plataformas tipo jacket son las estructuras más comunes y utilizadas en alta mar para la perforación y producción de campos petroleros. Algunas estructuras mantienen selladas las piernas, para la libre flotación durante su instalación en el sitio<sup>33</sup>.
- ✓ Ya conocido el tipo de actividad en la plataforma, se debe generar un modelo de la estructura que incluya la distribución del área, el peso de las instalaciones y todos los miembros principales que la conforman.
- ✓ Por lo general, un anteproyecto es hecho teniendo en cuenta una regla en la ingeniería costa afuera “*El trabajo terrestre debe ser maximizado y el trabajo costa afuera reducido al mínimo*”, esto se debe a motivos económicos que puedan beneficiar la ejecución del proyecto<sup>33</sup>.
- ✓ Siempre es importante construir la plataforma en el menor tiempo posible, con el fin de reducir costos, los cuales pueden afectar bastante las opciones estructurales y las fases de construcción de la plataforma<sup>33</sup>.
- ✓ El conocimiento de los datos climáticos y geográficos permite determinar algunas dimensiones fundamentales de la estructura.

---

<sup>33</sup> VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l’Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 49

- ✓ El anteproyecto es útil para obtener las dimensiones totales de la plataforma, el número de pilotes, los materiales, etc. Una vez el anteproyecto este completo y aprobado, debe realizarse un diseño detallado, en el cual todos los elementos estructurales son estudiados y calculados minuciosamente. En esta fase, los cálculos estructurales deben considerar la secuencia de construcción.

### **2.1.1 Parámetros meteorológicos que se han de tener en cuenta en la evaluación**

Los indicadores meteorológicos que pueden generar condiciones limitantes en un sitio específico son<sup>34</sup>:

- ✓ Viento: velocidad, ráfagas y dirección
- ✓ Oleaje: altura, dirección y período
- ✓ Temperatura mínima del aire y sensación térmica
- ✓ Temperatura del mar
- ✓ Nieblas
- ✓ Precipitaciones
- ✓ Nubosidad

Con esta información se determinan algunas de las características de diseño de la plataforma, como también el proceso que debe tener la instalación.

## **2.2 CONSIDERACIONES OPERACIONALES**

Al iniciar las fases de diseño y construcción de una plataforma marina fija, se debe tener en cuenta algunas condiciones del lugar donde se va a construir, con el fin de determinar la alternativa más adecuada que solucione la necesidad de explotación de la reserva, teniendo en cuenta el tamaño y producción de la plataforma.

---

<sup>34</sup> Importancia de la meteorología en las operaciones offshore consultado el 10/04/09 en <http://www.elpatagonico.net/index.php?item=energia%7Cview&ref=suplementos&id=6632>. Edición 06/08/2007

### **2.2.1 Funcionamiento**

Una vez determinado la función de plataforma a construir, ya sea habitacional, de perforación, de producción, de cabeza de pozo, entre otras, o la combinación de estas, se debe determinar el tamaño de la misma teniendo en cuenta, las necesidades de espacio, las especificaciones de accesos, lo despachos de aduanas y la seguridad con las cuales se deben diseñar.<sup>35</sup>

### **2.2.2 Situación**

Los requerimientos para la selección del tipo de plataforma a emplear, pueden variar con respecto a la ubicación, distancia a la costa, profundidad, corrientes marinas, sismicidad, mareas, periodo de la ola, etc<sup>35</sup>.

### **2.2.3 Orientación**

La orientación de la plataforma se refiere a su posición con referencia al norte determinado, dicha orientación normalmente es gobernada por la dirección de prevalencia de los mares, vientos, corrientes y requisitos operacionales.<sup>35</sup>

### **2.2.4 Profundidad**

El tirante de agua, mareas del sitio y área circundante, son necesarios para seleccionar los parámetros apropiados del plan oceanográfico, con el fin de preservar y conocer los sistemas marinos involucrados con el proyecto. La profundidad del agua debe determinarse con precisión para establecer la altura de la cubierta, la cual se tiene en cuenta en los desembarcos, ubicación de la protección contra la colisión de buques y protección de la corrosión de la estructura de la plataforma.<sup>35</sup>

---

<sup>35</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A, p. 2

### **2.2.5 Localización de equipos y materiales**

Los datos de la localización exacta de equipos y materiales son necesarios para el proyecto, con el fin de identificar las cargas concentradas, las cuales se tienen en cuenta para el pre dimensionamiento y diseño de la plataforma<sup>36</sup>.

### **2.2.6 Personal, transferencia de material y logística**

Se debe conocer la cantidad de materiales y el número de personas que necesita la plataforma. Esta planificación debe considerar el tipo y tamaño de los buques auxiliares y el sistema de anclaje necesario para mantenerlos en posición con respecto a la plataforma.<sup>36</sup>

### **2.2.7 Fugas y contaminación**

Se debe prever esta situación, proyectando un sistema de drenaje en la cubierta y en la zona de almacenamiento de material, con el propósito de evitar una posible contaminación del agua alrededor de la plataforma.<sup>36</sup>

### **2.2.8 Exposición al clima**

Un proyecto de una plataforma marina debe considerar condiciones ambientales extremas, de temperatura, lluvias, entre otras, las cuales pueden ocurrir durante el tiempo de vida útil. Por lo tanto, se deben tomar medidas para evitar el desgaste o posibles fallas de la estructura, aplicando controles periódicos que retrasen su deterioro<sup>36</sup>.

### **2.2.9 Seguridad**

Las instalaciones costa afuera deben ser totalmente seguras, con el objetivo de proteger las vidas de las personas que la están operando. Además, debe velarse por la seguridad y conservación de los ambientes costeros y marinos de la zona, sin desmejorar las instalaciones que tienen un costo económico considerable<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A, p. 2

## 2.3 CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES

En el ANEXO A se evalúan y describen los efectos e impactos ambientales que se generarán debido a la ejecución de un Proyecto de plataformas de Perforación, Exploración y Producción en las costas colombianas. Para el análisis ambiental se muestra una tabla de aspectos, impactos y riesgos ambientales a partir de la identificación de las actividades del proyecto en todas sus etapas. Previamente, se identifica los impactos ecológicos y sociales de la construcción marina en Colombia.

## 2.4 PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA PLATAFORMA FIJA JACKET

La figura 2.1 muestra una plataforma fija jacket con sus principales componentes estructurales e instalaciones.

- **Accomodation:** 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>37</sup>
- **Wellhead area:** el área de cabeza de pozo contiene los árboles de navidad, los cuales controlan los fluidos que salen del yacimiento.<sup>37</sup>
- **process area:** 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>37</sup>
- **Energy generator:** 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>37</sup>

---

<sup>37</sup> ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First published, London (1995) Pp 17-19

- **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>38</sup>
- **Lifeboats:** los botes salvavidas proporcionan un medio de transporte en casos de inasistencia de helicópteros, donde se requiere el abandono de las instalaciones.<sup>38</sup>
- **Radio mast:** Es una torre de acero que alberga componentes para la comunicación, tales como los elementos de satélites y antenas de telemetría.<sup>38</sup>
- **Vent stack:** Tubería de vaciado en 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>38</sup>
- **Flare stack:** 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>29</sup>
- **Drilling derrick:** grúa de perforación que 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>38</sup>
- **Pedestal cranes:** grúas que se utilizan para ayudar en las operaciones de mantenimiento y facilitar la carga y descarga de almacenamiento de suministro en embarcaciones.<sup>38</sup>
- **Cellar deck:** es la cubierta inferior, en la mayoría de los casos es el área de proceso<sup>38</sup>.
- **Spider deck:** la planta baja se ubica por encima de la línea de agua, con el fin de facilitar la inspección y el mantenimiento de la estructura de la jacket. También proporciona una vía de escape de emergencia a la mar.<sup>38</sup>

---

<sup>38</sup> ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First published, London (1995) Pp 17-19

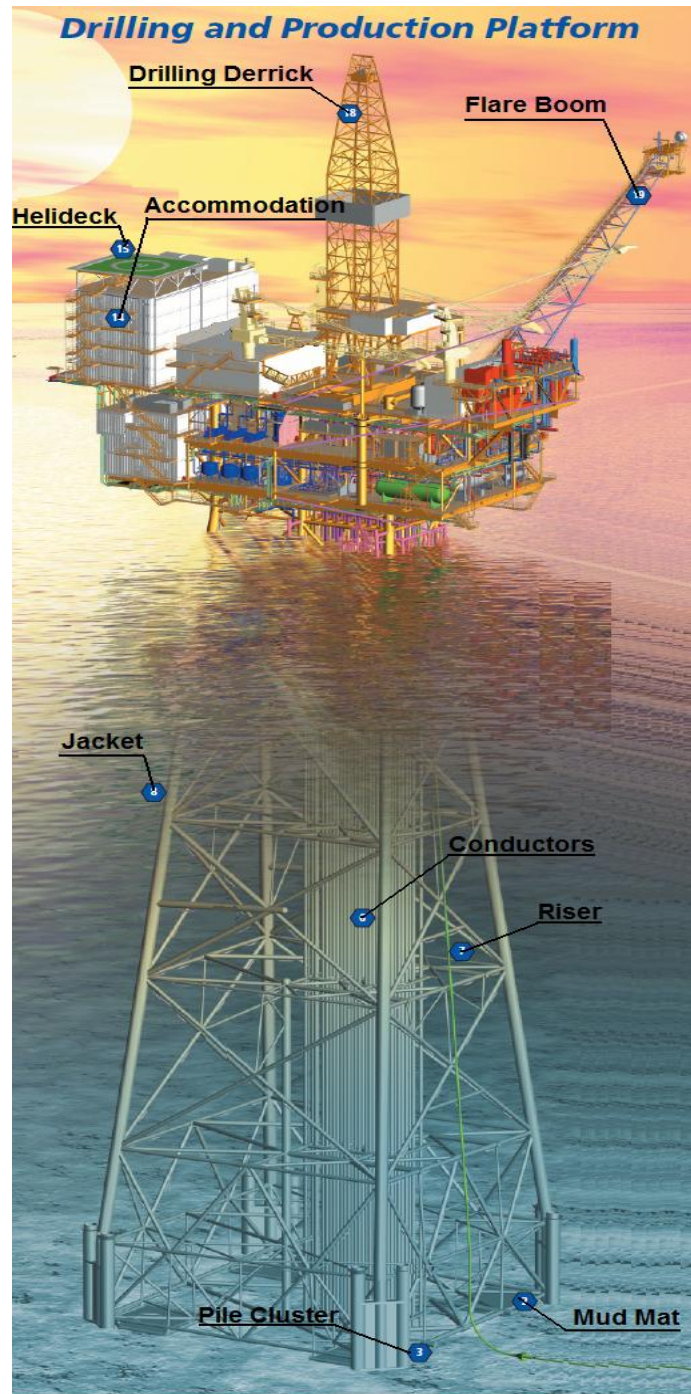
- **Jacket:** estructura tubular de acero que soporta la cubierta.<sup>39</sup>
- **Conductor:** la sección de la tubería se extiende desde el fondo del mar hasta la cabeza de pozo, el conductor apoya los árboles de Navidad y contiene el sistema de tuberías que conducen el petróleo o gas, desde el depósito hasta la instalación.<sup>39</sup>
- **Riser:** es la tubería submarina que se extiende desde el fondo del mar hasta la válvula de apagado de emergencia en la instalación.<sup>39</sup>
- **Riser clamp:** Abrazaderas de sujeción utilizadas para garantizar la elevación de la envoltura.<sup>39</sup>
- **Caisson:** Tubos de acero tubular que se extienden debajo del nivel del mar, con el fin de acomodar las bombas contra incendios e instalaciones de agua, también proporcionan una vía de eliminación de los líquidos no deseados y desagües.<sup>39</sup>
- **Mud mats:** placas de acero adjunta a la base de cada pierna para evitar la penetración de la chaqueta en un lecho marino suave.<sup>39</sup>
- **Pile clusters:** Sistema de fundación mediante pilotes, instalado en aguas profundas para amarrar la subestructura.<sup>39</sup>

Es fundamental conocer la estratificación del suelo para el diseño de fundación, en el cual se debe determinar el número de pilotes a utilizar, con sus respectivas longitudes y demás características teniendo en cuenta el proceso de instalación.

---

<sup>39</sup> ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First published, London (1995) Pp 17-19

Figura 2.1. plataforma jacket



Fuente: <http://www.oilproduction.net>

## 2.5. TIPOS DE JACKETS

**Plataformas de compresión de gas:** La finalidad de estas plataformas es aumentar la presión del gas para hacerlo llegar a tierra. También se realizan procesos de purificación para evitar corrosión en las tuberías.

**Plataformas de rebombeo:** Cubren básicamente labores de rebombeo de crudo o aceite para hacerlo llegar a tierra.

**Plataformas de inyección:** Tienen la finalidad de inyectar agua tratada o gas a través de pozos al estrato del yacimiento petrolífero; cuando este pierde presión por la gran extracción de crudo que de él se ha hecho y así evitar que el yacimiento disminuya su producción.

**Plataformas habitacionales:** son aquellas que albergan al personal que trabaja dentro del complejo proporcionándole servicios de alojamiento, recreación y alimentación.

**Plataformas de telecomunicaciones:** son de apoyo y cuentan con tres piernas (trípodes) sobre su cubierta de 16 m sobre el nivel del mar se localizan en ellos un módulo de telecomunicaciones, torre y radar.

**Plataformas recuperadoras o protectoras de pozos:** estas son de apoyo y cuentan con 3 o 4 piernas (trípodes o tetrápodos) que contienen una sola cubierta a 16 m sobre el nivel del mar y un helipuerto a 23 m sobre el nivel del mar, teniendo como objetivo el proporcionar apoyo a 3 o 6 conductores de pozos que se han perforado con fines exploratorios. En caso de restauración productiva se procede a la instalación de esta plataforma así como las tuberías ascendentes y la línea submarina para el envío de hidrocarburos y, en este se taponea y se deja abandonado.

---

<sup>14</sup>. TENORIO A., Gabriela y OCHOA R., Claudio. Diseño de cimentaciones profundas para plataformas marinas. México D.F, 2008. p. 20. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura

## **2.6 INSTALACIÓN DE LA PLATAFORMA JACKET**

La instalación de una Jacket consiste en el cargue y transporte de varios componentes de la plataforma al campo de producción, para luego ubicar la estructura en el sitio y realizar el montaje de los diferentes módulos, de acuerdo a los planos y especificaciones de diseño<sup>40</sup>.

Inicialmente, para realizar el lanzamiento de una plataforma marina fija en forma segura, se debe tener en cuenta el estado del tiempo del sitio específico de instalación, los cuales deben ser convenientes para un buen desarrollo de las operaciones de instalación y el inicio de la perforación y producción de los pozos. También se debe considerar los diferentes métodos que se puedan utilizar para transportar las partes de la plataforma, y llevar el control del proceso de instalación en su sitio<sup>40</sup>.

### **2.6.1 Ubicación de la plantilla submarina**

Para iniciar la instalación de la plataforma, se requiere localizar la plantilla secundaria en el lecho marino (ver figura 2.2) la cual debe estar ubicada estratégicamente, con el fin de alcanzar los depósitos de hidrocarburo cercanos. El objetivo principal de la plantilla, es proporcionar una guía a través de la cual, los pozos se puedan perforar antes de la llegada de la plataforma petrolera<sup>41</sup>.

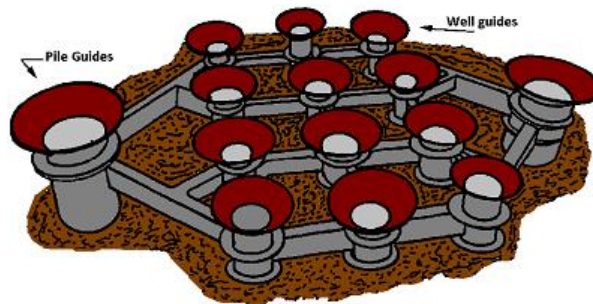
Hasta tanto no esté lista la plataforma, se requiere de los servicios de un barco de perforación para pre taladrar alguno, o todos los pozos a través de la plantilla submarina. Esta proporciona ayuda en la instalación exacta de la plataforma sobre el sitio indicado y se utiliza para hacer estudios de factibilidad e impacto ambiental en el campo de petróleo<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección M, p. 95

<sup>41</sup> ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First published, London (1995) Pp 20

**Figura 2.2. Plantilla submarina**



Fuente: Angus Mather, offshore engineering, 2000

### **2.6.2 Fases de instalación de una plataforma jacket**

Las fases de instalación de una plataforma fija jacket pueden resumirse en tres pasos principales<sup>42</sup> (ver figura 2.3):

1. Construcción en una yarda de la costa
2. Transporte por barcaza hasta el campo de producción
3. Lanzamiento de la jacket

**Figura 2.3. Fases de Instalación de la plataforma jacket**



Fuente: Máster SPI DSME, P. Vannucci

<sup>42</sup> VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 1, p. 12

### 2.6.2.1 Cargue

Comprende el traslado de la estructura de la zona de construcción a la barcaza que la transportará costa afuera al campo de producción. Por medio de remolques bajo la estructura ó grúas que la alzan, se coloca sobre la barcaza. En la etapa de diseño se deben considerar los puntos que soportan los esfuerzos críticos a los que será sometida la plataforma durante dicho traslado. (Ver figura 2.4).

**Figura 2.4. Cargue de la plataforma jacket**



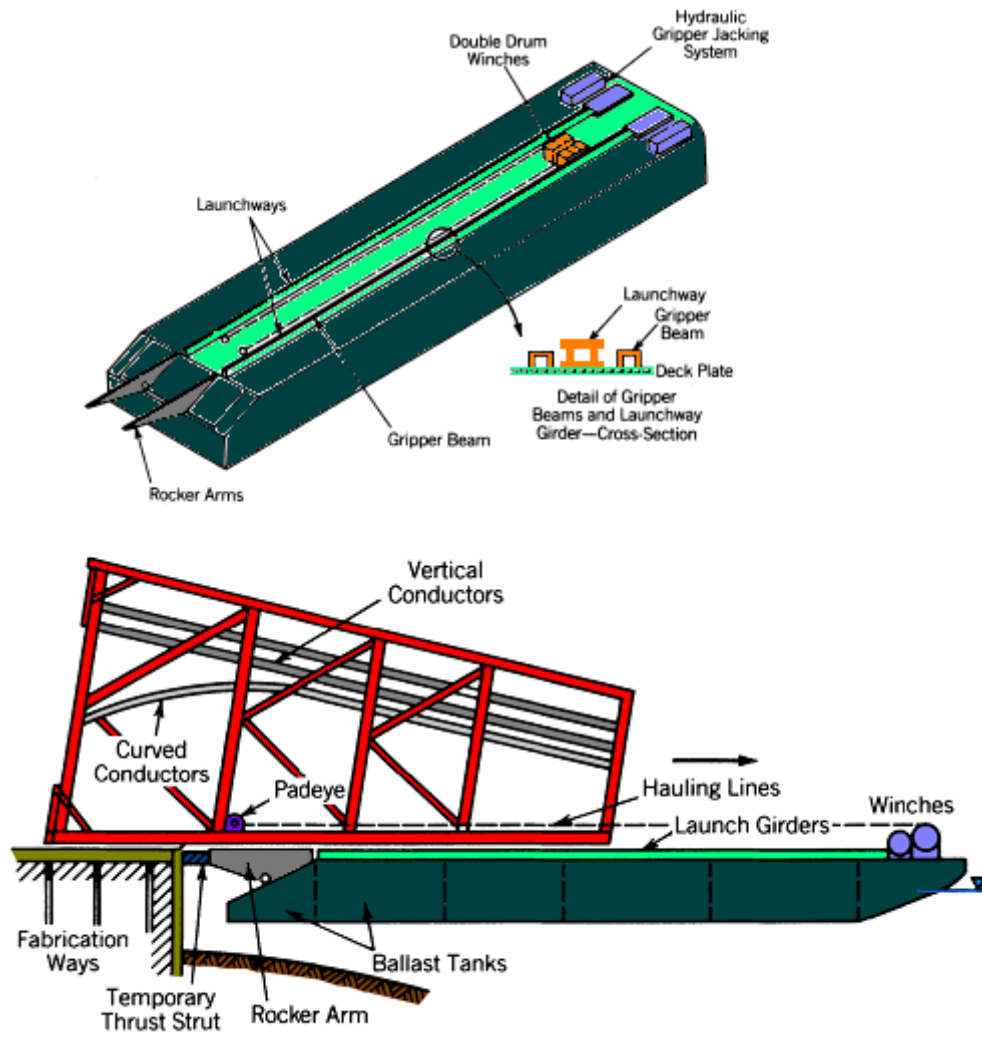
Fuente: Máster SPI DSME, P. Vannucci

Una opción de traslado de la plataforma a la barcaza, es deslizándola sobre patines con la ayuda de poleas y cables ubicados en la estructura, los cuales son movidos por un motor ubicado en el extremo contrario de la barcaza. En la descripción anterior, es preciso anotar que la barcaza debe quedar en el mismo nivel horizontal de la plataforma, que con ayuda del brazo (ARM) se traslada fácilmente a su posición final sin sufrir daños en ninguno de sus elementos<sup>43</sup>. (Ver figura 2.5)

---

<sup>43</sup> GERWICK Ben C, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.435-437

**Figura 2.5. Instalación de la plataforma jacket**



Fuente: Ben C. Gerwick, Jr, CONSTRUCTION of MARINE and OFFSHORE STRUCTURE, 2000

Luego se debe realizar una inspección o prueba cerciorándose que todos los componentes están en su lugar; que las soldaduras hayan sido terminadas e inspeccionadas; que los recursos de transporte/instalación temporales sean incluidos y seguros; que las líneas hidráulicas y neumáticas hayan sido instaladas correctamente, probadas, limpiadas con agua, y aseguradas; que los recursos de fabricación temporal y escombros hayan sido removidos de la misma forma que los accesorios temporales soldados y las señales de accesorio reparadas según las especificaciones. Todo esto con el fin de mantener la integridad de la

plataforma durante el tránsito al sitio de instalación<sup>44</sup>. Antes de la salida de la costa, se le deben sellar las piernas a la estructura de la plataforma y colocar algunos tanques sobre varios elementos, para que esta flote en el momento del desembarco, y así facilitar su manipulación<sup>45</sup>. (Ver figura 2.6)

**Figura 2.6. Jacket con tanques para flotar**



Fuente: <http://myweb.tiscali.co.uk/flibs2/index.htm>

### **2.6.2.2 Transporte de la plataforma**

Comprende el traslado de la estructura, pilotes y demás módulos sobre la cubierta al lugar de su instalación costa afuera, teniendo en cuenta las condiciones medioambientales que existan durante el traslado. Por tanto, se debe diseñar un plan de instalación que considere los pormenores y variables que se pueden presentar durante el traslado de la plataforma. El recurso humano que esté a cargo de los remolcadores debe estar al tanto de la ruta y del plan de traslado, cuidando siempre su velocidad, además, debe conocer varias rutas de escape que le permitan evitar daños a la plataforma en caso de situaciones medioambientales anómalas<sup>44</sup>. (Ver figura 2.7)

---

<sup>44</sup> GERWICK Ben C., Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.436-438

<sup>45</sup> SOUZA Marcos A., ph.D, Plataformas costa afuera, Aspectos relevantes para la planeación y diseño, 30 octubre 1988, Pp 63

**Figura 2.7. Transporte de la plataforma**



Fuente: <http://myweb.tiscali.co.uk/flibs2/index.htm>

Esta etapa depende del tamaño de la plataforma y las condiciones de transporte al sitio de instalación, ya que si tenemos una estructura demasiado grande y pesada, posiblemente no podrá ser transportada por una barcaza, por lo que se debe utilizar remolcadores que ayuden al transporte de la plataforma. (Ver figura 2.8)

**Figura 2.8. Transporte de la plataforma**



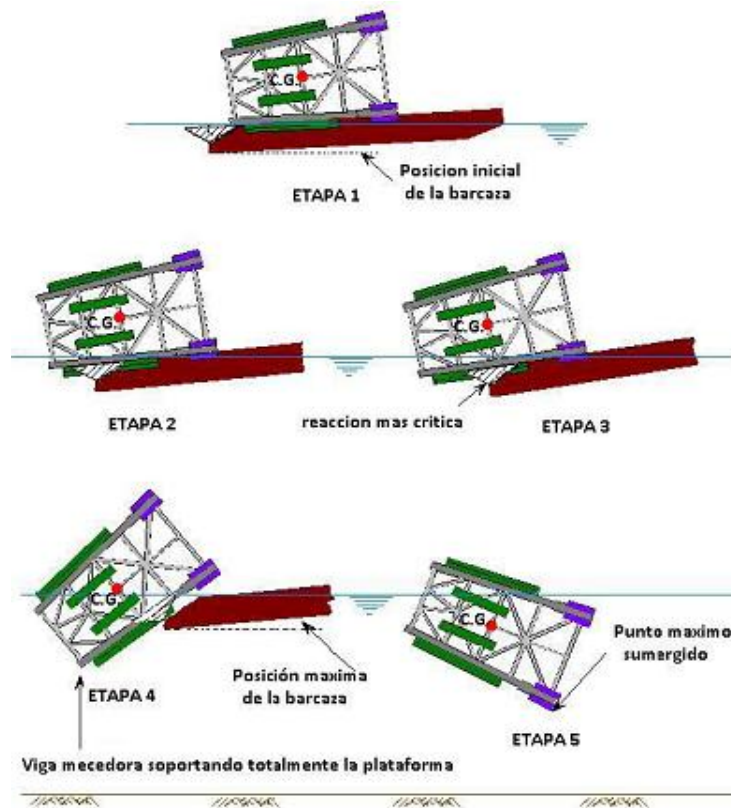
Fuente: Fuente: Máster SPI DSME, P. Vannucci

### **2.6.2.3 Lanzamiento**

Cubre el montaje de la plataforma, de modo que la estructura esté en la orientación y lugar definido en el diseño. El método de instalación depende del peso, de las dimensiones físicas de la plataforma y de la capacidad del equipo de

instalación. Estas actividades incluyen la ubicación de la plantilla submarina de la plataforma con la ayuda de las grúas, de los pilotes para amarrar la estructura al suelo marino, de la cubierta y demás instalaciones que le permitan a la plataforma iniciar las operaciones de perforación y producción en el campo<sup>46</sup>. Luego de la llegada de la plataforma a su destino final, comienza desarrollarse la fase de instalación. El desarrollo de esta etapa puede variar dependiendo del tamaño de la plataforma y las condiciones climáticas de la zona. Una forma de desembarcar la estructura de la plataforma es en 5 etapas<sup>47</sup>. (Ver figura 2.9)

**Figura 2.9. Desembarque de la plataforma**



Fuente: [http://www.esdep.org/members/master/wg15a/I0900.htm#SEC\\_1](http://www.esdep.org/members/master/wg15a/I0900.htm#SEC_1)

<sup>46</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección M, p. 95-97

<sup>47</sup> ESDEP Course, WG 15A: STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE, lecture 15A.9 installation, 1993

**Etapa 1:** la barcaza comienza a inclinarse gradualmente.

**Etapa 2:** la barcaza continúa inclinándose, por lo que la estructura de la plataforma empieza a deslizarse y a sumergirse.

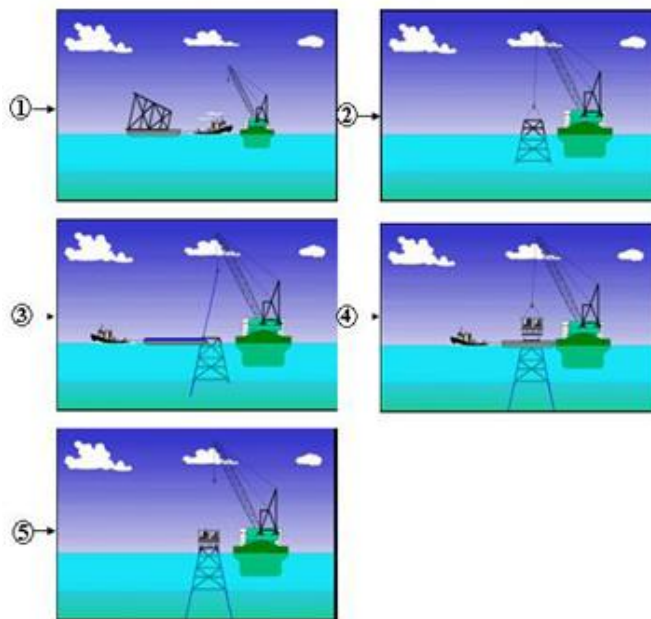
**Etapa 3:** la estructura de la plataforma continúa deslizándose y se encuentra en el punto crítico del desembarque, debido a que todo el peso se encuentra concentrado en un mismo punto, entre la estructura y el brazo ARM de la barcaza.

**Etapa 4:** la estructura de la plataforma es despedida completamente al agua por el brazo ARM.

**Etapa 5:** la estructura de la plataforma se encuentra completamente en el agua, y flotando.

Luego de este procedimiento una o varias grúas alzan la estructura de la plataforma, son removidos los tanques provisionales que la hacen flotar y finalmente se ubica sobre lugar indicado, anclándola con los pilotes al lecho marino (Ver figura 2.10)

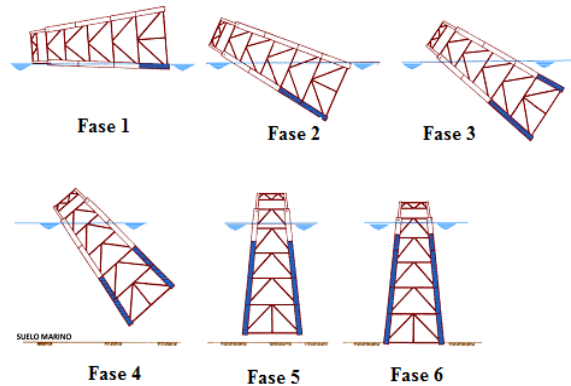
**Figura 2.10. Desembarque e instalación de la plataforma**



Fuente: <http://www.protexa.com.mx/construcciones/experiencia.htm>

Otro tipo de instalación se muestra en la figura 2.11, el cual consisten en dejar inundar las patas de la estructura secuencialmente, de tal forma que esta se vaya inclinando hasta que tome una posición vertical y se pose sobre el sitio <sup>48</sup>.

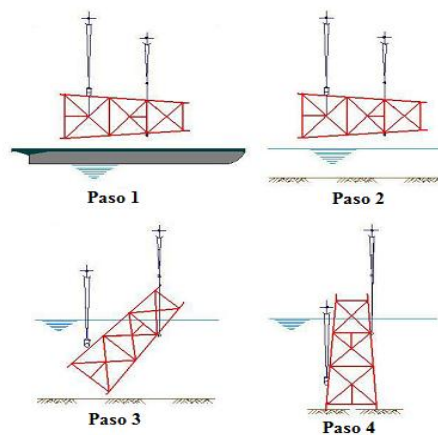
**Figura 2.11. Instalación de la plataforma**



Fuente: [http://www.esdep.org/members/master/wg15a/l0900.htm#SEC\\_1](http://www.esdep.org/members/master/wg15a/l0900.htm#SEC_1)

También existe un método utilizado para desembarcar plataformas pequeñas, en donde un o varias grúas trasladan y levantan la plataforma directamente de la barcaza y la instalan en el lugar indicado, por ultimo unos buzos desconectan los cables colocados en la plataforma <sup>48</sup>. (Ver figura 2. 12)

**Figura 2.12. Desembarque e instalación de la plataforma**



Fuente: [http://www.esdep.org/members/master/wg15a/l0900.htm#SEC\\_1](http://www.esdep.org/members/master/wg15a/l0900.htm#SEC_1)

<sup>48</sup> ESDEP Course, WG 15A: STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE, lecture 15A.9 installation, 1993

**Paso 1:** las grúas instalan unas cuerdas directamente sobre unos puntos de la estructura de la plataforma que ya han sido previamente diseñados para resistir esta fuerza y la levantan lentamente, manteniendo una posición paralela entre la barcaza y la estructura de la plataforma.

**Paso 2:** se mueve la plataforma hasta su lugar de instalación, manteniendo la posición paralela con respecto al nivel del agua.

**Paso 3:** se comienza a inclinar la plataforma, buscando una posición perpendicular con respecto al nivel del agua y sumergiéndola de forma gradual.

**Paso 4:** estando la plataforma en posición vertical y sumergida, se acomoda sobre la plantilla ya instalada sobre el lecho marino, e inmediatamente se instalan los pilotes, dependiendo de las condiciones medioambientales.

Este procedimiento se puede realizar levantando la estructura de la plataforma completamente, del mismo modo en cómo va quedar instalada para luego bajarla hasta el lecho marino en forma vertical sin necesidad de inclinarla. (Ver figura 2.13)

**Figura 2.13. Desembarque e instalación de la plataforma**

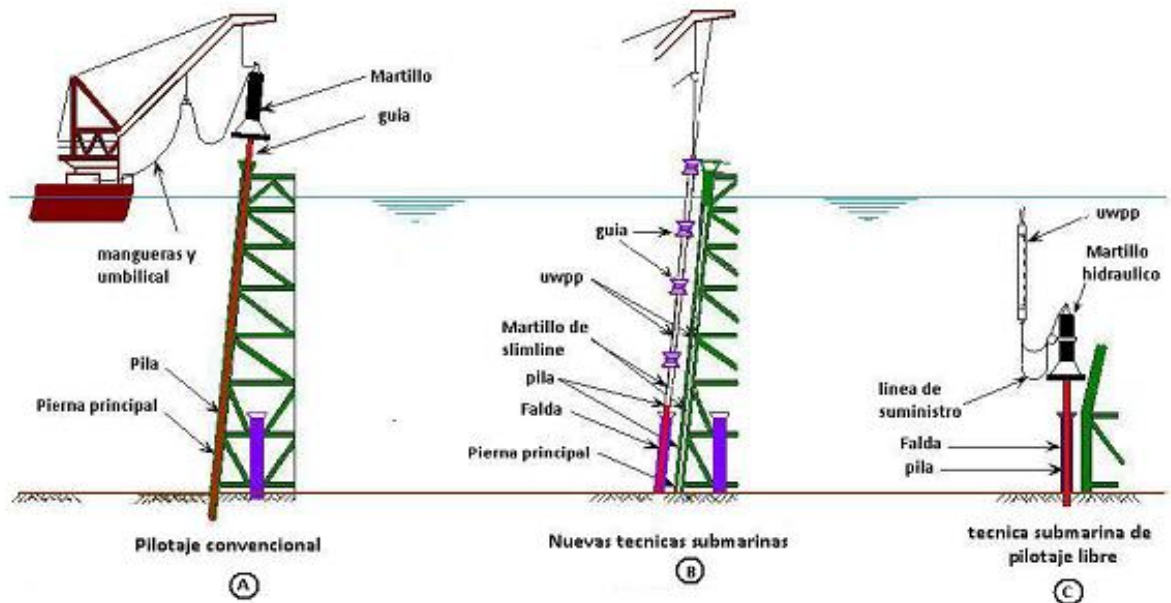


Fuente: <http://en.dot-corp.com/news/page,1/>

### 2.6.2.4 Instalación de los pilotes

Existen varias formas de anclar la estructura de la plataforma al lecho marino, dependiendo principalmente de la profundidad a la que se encuentre. Para plataformas que serán instaladas en una columna de agua relativamente pequeña, lo más probable es que se aprovechen las piernas principales de la estructura, para introducir los pilotes y lograr hincarlos con la ayuda de un martillo y una guía instalada en la parte superior de la pata de la estructura, hasta lograr la profundidad deseada<sup>49</sup>. (Ver Figura 2.14A)

Figura 2.14. Formas de pilotaje



Fuente: [http://www.esdep.org/members/master/wg15a/I0900.htm#SEC\\_1](http://www.esdep.org/members/master/wg15a/I0900.htm#SEC_1)

Para no comprometer la estructura directamente, entonces se deben instalar unas guías junto a las piernas principales de la estructura para realizar la labor de pilotaje, colocando pilotes de faldas alrededor de la base de la plataforma y utilizando un martillo slimline que ayude a anclar la estructura<sup>49</sup>. (Ver figura 2.14B).

<sup>49</sup> ESDEP Course, WG 15A: STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE, lecture 15A.9 installation, 1993

Cuando la plataforma es de gran tamaño, se debe colocar pilotes de falda alrededor de las patas principales de la estructura, que van instalados en forma vertical y no inclinados como en los casos anteriores. Utilizando estos pilotes de falda como guías y un martillo hidráulico que es operado desde la superficie, se logra anclar la estructura al lecho marino. Este procedimiento es muy utilizado, ya que no requiere guías a lo largo de las patas de la estructura, facilitando la conducción de los pilotes, disminuyendo el peso de la plataforma, y reduciendo costos<sup>50</sup>. (Ver figura 2.14C)

Algunas estructuras que son instaladas en zonas donde los suelos son demasiado blandos, utilizan una especie de zapatas en la base (spudcan), para mantenerse estables y se penetre lo menos posible. Mientras se anclan al lecho marino por medio de los pilotes, estas placas pueden ser de un material diferente al acero con el fin de disminuir el peso de la estructura<sup>50</sup>. (Ver figura 2.15)

**Figura 2.15. Jacket con Spudcan**



Fuente: [http://www.jraymcdermott.com/projects/Train-3-Expansion-Project\\_121.asp](http://www.jraymcdermott.com/projects/Train-3-Expansion-Project_121.asp)

---

<sup>50</sup> SOUZA Marcos A, ph.D, Plataformas costa afuera, Aspectos relevantes para la planeación y diseño, 30 octubre 1988, Pp 63

### **2.6.2.5 Requerimientos para la instalación**

El traslado de los componentes de la plataforma del lugar de fabricación al de instalación, presenta una tarea compleja que requiere una planeación detallada. Por lo tanto, normalmente el contratista es obligado a diseñar procedimientos que demuestran que el riesgo de fracaso de estas actividades ha sido reducido a niveles aceptables. También debe demostrar antes del inicio de una actividad, que esta ha sido planificada. Un plan de instalación debe estar preparado para cada etapa del proceso. El plan debe incluir el método y procedimientos desarrollados para la instalación completa de la plataforma, pilotes, estructura y equipos. Se deben definir las posibles limitaciones de ciertas operaciones debido a factores como condiciones ambientales, estabilidad de la barcaza y capacidad de levante. Los planos de instalación, las especificaciones y los procedimientos deben estar preparados mostrando toda la información necesaria para la instalación total en el mar. Estos planos normalmente incluyen detalles de todos los recursos<sup>51</sup>.

### **2.6.2.6 Instalación de la cubierta**

La parte superior de una estructura costa afuera, recibe los equipos y da apoyo a los módulos e instalaciones, tales como el helipuerto, torres, grúas, vivienda etc., las cuales se han construido previamente en la costa<sup>51</sup>. Luego de haber instalado completamente la cubierta, se realiza una serie de inspecciones pertinentes que deben estar dentro del plan de instalación, tales como revisión de soldaduras, niveles de la estructura etc., con el fin de dar pasó a la colocación de la cubierta. (Ver figura 2.16)

---

<sup>51</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección M, p. 95-97

**Figura 2.16. Instalación de la cubierta**



Fuente: [http://www.nexeninc.com/Operations/North\\_Sea/Buzzard/overview.asp](http://www.nexeninc.com/Operations/North_Sea/Buzzard/overview.asp)

Revisado el proceso anterior, se levanta la estructura de la cubierta y todos los módulos que la componen. Este paso debe de hacerse cuidadosamente, teniendo en cuenta el buen estado de los cables y de los ganchos que están sujetándola. Luego de haber colocado la cubierta en su lugar, se debe asegurar con soldadura para que quede totalmente amarrado a la estructura de la plataforma.

### 3. SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES MATERIALES PARA LA PLATAFORMA MARINA

El proceso de selección de los materiales a utilizar en la estructura de la plataforma, debe hacerse teniendo en cuenta las características generales de la zona, tales como el clima, la profundidad en donde se instalará la estructura, las condiciones ambientales, las reglamentaciones del gobierno etc. Además, se debe conocer qué factores pueden afectar de manera directa o indirecta a los materiales de la estructura conociendo las condiciones de operación normal y las condiciones extremas a la cuales se va a enfrentar la plataforma.<sup>52, 53</sup>

El costo, seguridad y fiabilidad de un proyecto de un campo de desarrollo costa afuera, dependen considerablemente de la selección apropiada de los materiales para los diferentes componentes de la plataforma. En este capítulo se muestra algunos de los materiales más importantes y en especial los aceros usados para la construcción de las estructuras de las plataformas marinas fijas jacket, los cuales están determinados para resistir los ambientes desfavorables a los que probablemente estará sometida la estructura. Estos ambientes traen como consecuencias la corrosión o el desgaste por fatiga, ocasionando daños severos ó el mismo colapso de la plataforma. También se encuentran varias de las especificaciones de materiales normalmente usados en el desarrollo de campos petrolíferos costa afuera, considerando el uso que tengan cada uno de ellos dentro de los diferentes elementos que conforman la estructura principal.<sup>52, 53, 54</sup>

---

<sup>52</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen II, 2005. Capítulo 15, pag 1127-1129

<sup>53</sup> GERWICK Ben C., Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.79-80

<sup>54</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección I, p. 83-84

## 3.1 PROTECCION ANTICORROSIVA

### 3.1.1 corrosión

La corrosión es el daño sufrido por los metales al reaccionar con el medio ambiente que lo rodea y es uno de los factores más críticos que se deben tener en cuenta en la selección de los aceros. Debido a la importancia de este tema en la investigación, se hará una profundización a esta clase de daño.

Existe una organización llamada NACE (National Association of Corrosion Engineers) creada para establecer estándares de control contra la corrosión. La norma específica para las plataforma marinas es la RP-01-76.

#### 3.1.1.1 Principales clases de corrosión

La corrosión en los metales puede mostrarse de diferentes formas, algunas más desfavorables que las otras (ver figuras 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5)

**Figura 3.1. Corrosión intergranular**



Fuente: [http://www.barranquismo.net/paginas/materiales/corrosiondeanclajes2\\_foto02.jpg](http://www.barranquismo.net/paginas/materiales/corrosiondeanclajes2_foto02.jpg)

Se produce en los límites o bordes del metal, generando una disminución de las propiedades mecánicas de este.<sup>55, 56, 57</sup>

---

<sup>55</sup> Corrosión. [EN LINEA]<<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>>[Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>56</sup> Corrosión en las estructuras de acero, generalidades. [EN LINEA]<<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>>[Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>57</sup> Corrosión en las estructuras de acero. [EN LINEA] <<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>>[Citado en 23 de junio de 2009]

### Figura 3.2. Corrosión uniforme



Fuente: <http://majarimagazine.com/2009/01/corrosion-in-material-of-construction/>

Se produce en toda la superficie del metal en forma uniforme afectando la capa superficial del metal.<sup>58, 59</sup>

### Figura 3.3. Corrosión localizada



Fuente: <http://www.aicia.es/2002/ensayos/corrosion.htm>

Se produce en algunos de los sectores del metal, y es considerada la más peligrosa debido a la reducción rápida de metal en una zona específica.<sup>59, 60</sup>

---

<sup>58</sup> Corrosión en las estructuras de acero. [EN LINEA] <<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>59</sup> El Problema de la Corrosión. [EN LINEA] <<http://www.construaprende.com/tesis02/2006/09/53-el-problema-de-la-corrosion.html>> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>60</sup> Tipos de Corrosión. [EN LINEA] <<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>> [Citado en 23 de junio de 2009]

### Figura 3.4. Corrosión por picadura



Fuente: <http://www.flickr.com/photos/kresve/161895655/>

Este tipo de corrosión produce agujeros pequeños en los elementos metálicos que luego pueden aumentar, ocasionando un mayor problema y obligando a remplazar el elemento.<sup>61,62</sup>

### Figura 3.5. Corrosión galvánica



Fuente: <http://www.espeleosocorro.es/HTML/corrosion%20de%20anclajes%20en%20la%20espeleo.htm>

Se produce cuando dos materiales de diferente potencial eléctrico están en contacto, en el cual unos de los dos tienen una pérdida de electrones y alcanza su estabilidad natural produciéndose la corrosión.<sup>62, 63</sup>

Los anteriores son algunas de las principales causas por las cuales los materiales metálicos se pueden corroer.

---

<sup>61</sup> Corrosión en las estructuras de acero. [EN LINEA] <<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>>[Citado en 23 de junio de 2009]

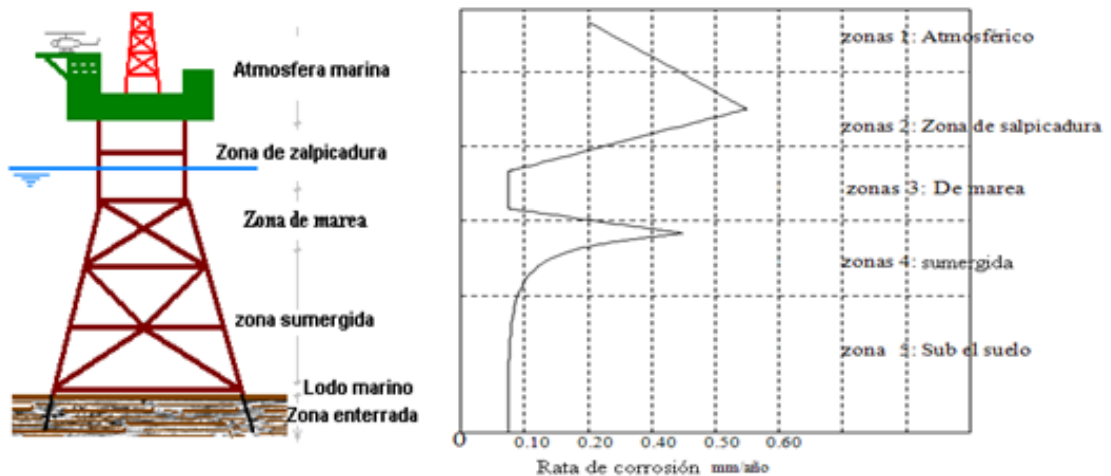
<sup>62</sup> El Problema de la Corrosión. [EN LINEA] <<http://www.construaprende.com/tesis02/2006/09/53-el-problema-de-la-corrosion.html>>[Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>63</sup> Tipos de Corrosión. [EN LINEA] <<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>> [Citado en 23 de junio de 2009]

La corrosión aumenta cuando los elementos están sometidos a ambientes donde el agua y el aire están se presentan de manera alterna, acelerando aun más el proceso. Las zonas expuestas a un solo factor agresivo presentan daños menores sin dejar de ser importantes para el buen estado de la estructura.

En la figura 3.6 muestra el índice de corrosión a lo largo de la profundidad, donde se puede apreciar que la zona de salpicadura es la que tendrá mayor corrosión <sup>64</sup>,  
65

**Figura 3.6. Índice de corrosión a lo largo de la profundidad**



Fuente: The Overseas Coastal Area Development Institute of Japan, 2002

Conociendo las causas y las zonas que están más expuestas a una corrosión acelerada, debemos tener en cuenta la protección de los elementos de la plataforma, asignando los materiales correspondientes, teniendo en cuenta los requisitos técnicos. Se debe procurar reducir costos sin descuidar la integridad de la plataforma y previendo el tiempo de vida útil estipulado.

<sup>64</sup> TECHNICAL STANDARDS AND COMMENTARIES OF PORAND HARBOUR IN JAPAN. Daikousha Printing Co. Ltd. Tokio 2002. P. 216

<sup>65</sup> Dr. S. NALLAYARASU offshore structures: Analysis and Design. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 66

#### **4.1.2 Tratamientos anticorrosivos**

Haciendo referencia al grafico anterior que divide en zonas la estructura de la plataforma, se determinara el tipo tratamiento anticorrosivo especifico que se debe utilizar para la protección de los elementos estructurales.

Los recubrimientos a utilizar dependen de una serie de factores tanto económicos como técnicos, los cuales consideran las condiciones extremas a las que será sometida la estructura de la plataforma.<sup>66</sup>

A continuación se describen algunos de los diversos tipos de tratamientos que se pueden utilizar para el control de la corrosión de la estructura en las diferentes zonas.

##### **3.1.2.1 Protección catódica**

Consiste en obligar a la estructura a que funcione como un cátodo en una celda de corrosión, mediante la manipulación y modificación de factores electroquímicos. Se utilizan ánodos galvánicos o de sacrificio que se conectan eléctricamente a una estructura sumergida para que descargue una corriente que fluirá a través del electrolito hasta la estructura que se pretende proteger. Para lograr este propósito, los ánodos deben cumplir ciertas características de peso, dimensiones y forma geométrica. Para seleccionar el tipo de material a utilizar, que funcione como ánodo se debe tener en cuenta ciertas condiciones tales como:<sup>66, 67, 68</sup>

1. Potencial suficientemente electronegativo para asegurar un flujo de corriente adecuado.
2. Corriente de salida elevada por unidad de peso de material consumido.
3. Buen comportamiento de polarización anódica a través del tiempo.
4. Bajo Costo.

---

<sup>66</sup> ALGUNAS APLICACIONES PRÁCTICAS. Javier Ávila. Selección del tipo de protección. 1995.

<sup>67</sup> RICHARD BAXTER, JIM BRITTON. Offshore Cathodic Protection. 2008. [EN LINEA] <http://www.cathodicprotection101.com/index>. [Citado en 23 de junio de 2009].

<sup>68</sup> Dr. S. NALLAYARASU offshore structures: Analysis and Design. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 66-69

Para utilizar el sistema de protección galvánica en grandes estructuras marítimas, se debe hacer una cuidadosa evaluación técnica y económica, puesto que el costo inicial será alto, si el diseño se proyecta para una larga vida útil. Dentro de la evaluación técnica se debe tener en cuenta aspectos como la resistividad del agua, temperatura del mar, salinidad, entre otras. Estos aspectos son importantes para determinar el tipo de material a utilizar en el ánodo de sacrificio y la cantidad necesaria para la estructura.<sup>69, 70, 71</sup>

### 3.1.2.2 Pinturas anticorrosivas

La pintura es el principal medio de protección de las estructuras metálicas. Este método al igual que el método anterior, considera la formación de una barrera que imposibilite el acceso de los agentes corrosivos a la superficie metálica. Esta barrera es formada a partir de la aplicación de una dispersión líquida de una resina y un pigmento, con eliminación posterior del solvente, obteniéndose una película sólida adherida a la superficie metálica. Su durabilidad está condicionada a la resistencia que presente esta película al medio agresivo.<sup>69, 71, 72</sup>

La primera capa de pintura debe ser uniforme para garantizar su eficacia, además, debe aplicarse directamente sobre la superficie metálica limpia. Los pigmentos le confieren el color, opacidad, cohesión, consistencia, dureza y resistencia de la película, inhibiendo el proceso corrosivo.<sup>69, 71, 72</sup>

---

<sup>69</sup> ALGUNAS APLICACIONES PRÁCTICAS. Javier Ávila. Selección del tipo de protección. 1995. [EN LINEA]<[http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec\\_11.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_11.htm) >[Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>70</sup> RICHARD BAXTER, JIM BRITTON. Offshore Cathodic Protection. 2008. [EN LINEA] <<http://www.cathodicprotection101.com/index>>[Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>71</sup> Dr. S. NALLAYARASU offshore structures: Analysis and Design. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 66-69

<sup>72</sup> RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS. Introducción. Corrosión: Que es, Como ocurre y como controlarla, Tipos de corrosión, Control de la corrosión, Recubrimientos Anticorrosivos, Tipos de recubrimientos, Preparación y aplicación de Pinturas y Recubrimientos. Año 2000[EN LINEA] <<http://www.nervion.com.mx/web/conocimientos/conocimientos.htm>>[Citado en 23 de junio de 2009]

### **3.1.2.3 Pinturas Epoxídicas**

Resistentes a la humedad, la inmersión en agua dulce o salada, lubricantes, combustibles y diversos productos químicos. La pintura además de ser impermeable, ha de aplicarse en grandes espesores, para ahorrar mano de obra. Las pinturas que ofrecen una mejor protección de barrera son las bituminosas y las de aluminio. El inconveniente de la protección de barrera es cuando se daña la película, ya que la corrosión se extiende bajo ésta, por aeración diferencial.<sup>73</sup>

### **3.1.2.4 Preparación de la superficie**

La aplicación de cualquier tipo de recubrimiento para proteger una superficie metálica de la corrosión, necesita previamente la preparación de su superficie, eliminando cualquier tipo de impureza, grasa, polvo, aceite, herrumbre o residuos de pintura. Además, la terminación de la superficie debe ser un tanto rugosa, para que la aplicación de las pinturas anticorrosivas se adhiera mejor y pueda garantizar su desempeño ante los ataques del medio ambiente marino.<sup>73, 74</sup>

### **3.1.3 Fallas comunes en la protección anticorrosiva a base de recubrimientos**

- Discontinuidad de película
- Perdida de adhesión
- Ampollamiento
- Corrugado
- Caléo
- Corrosión bajo película

---

<sup>73</sup> RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS. Introducción. Corrosión: Que es, Como ocurre y como controlarla, Tipos de corrosión, Control de la corrosión, Recubrimientos Anticorrosivos, Tipos de recubrimientos, Preparación y aplicación de Pinturas y Recubrimientos. Año 2000[EN LINEA] <<http://www.nervion.com.mx/web/conocimientos/conocimientos.htm>> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>74</sup> Recubrimiento epoxico para zonas de mareas y oleajes [EN LINEA] <<http://www.oceanpaint.com.mx/oceanpaintcatalogopyrolac/boletines/RE32.pdf>> [Citado en 23 de junio de 2009]

### 3.1.4 Identificación de la protección anticorrosiva para una plataforma jacket

Como la mayor parte de la estructura está sumergida en agua de mar, podría confiarse su protección anticorrosiva a un sistema de protección catódica, ya que si se suministra la densidad de corriente adecuada, la superficie metálica podrá quedar recubierta por una capa calcárea causada por la precipitación de algunas sales presentes en el agua de mar (principalmente de hidróxido de magnesio y carbonato cálcico). Igualmente, muchas plataformas de sondeo y explotación de yacimientos petrolíferos submarinos llevan en la zona sumergida la superficie desnuda y protegida catódicamente. Para la zona de salpicadura podemos aplicar pinturas epóxicas, debido a que estas están creadas para soportar ambientes donde el agua y el aire están presentes alternadamente, razón por la cual no podemos utilizar la protección catódica (ver figura 3.7).<sup>75, 76</sup>

**Figura 3.7. Protección anticorrosiva**



Fuente: <http://www.fotosearch.com/photos-images/oil-drilling-barge.html>

<sup>75</sup> RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS. Introducción. Corrosión: Que es, Como ocurre y como controlarla, Tipos de corrosión, Control de la corrosión, Recubrimientos Anticorrosivos, Tipos de recubrimientos, Preparación y aplicación de Pinturas y Recubrimientos. Año 2000[EN LINEA] < <http://www.nervion.com.mx/web/conocimientos/conocimientos.htm> > [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>76</sup> ALGUNAS APLICACIONES PRÁCTICAS. Javier Ávila. Selección del tipo de protección. 1995. [EN LINEA]<[http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec\\_11.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_11.htm) > [Citado en 23 de junio de 2009].

No todos los casos son iguales, algunas veces se coloca una pintura epóxica en las zonas de marea y la zona sumergida adicional al sistema de protección catódica (ver figura 3.8), esto depende del estudio realizado para la plataforma en cuestión.

**Figura 3.8. Protección anticorrosiva**



Fuente: <http://www.ngi.no/no/Innholdsbokser/Referansjeprojekter-LISTER-/Referanser/Suction-anchor-installation/>

Las estructuras diseñadas deben ser fabricadas y ensambladas sin dificultades, de acuerdo a los equipos e instalaciones disponibles, conociendo el proceso de fabricación y montaje de las estructuras, teniendo en cuenta las tolerancias del montaje, condiciones de transporte y especificaciones sobre las instalaciones.<sup>77, 78</sup>

---

<sup>77</sup> MARCOS A. Souza, Ph.D. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988.

<sup>78</sup> Ben C. Gerwick, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.79-80

### 3.2 ACEROS

El principal material para el desarrollo de un campo petrolero costa afuera usando estructuras jacket, es el acero, el cual debe tener ciertas propiedades que lo ayuden a soportar los ambientes más severos, tales como la corrosión, la socavación, las acciones del mar, condiciones de variación de temperaturas etc. La combinación de todos estos factores extremos en alguna ocasión de la vida útil de la plataforma, puede hacer que la estructura sufra esfuerzos críticos en sus elementos, ocasionando rupturas y daños que comprometan directamente su funcionamiento. Razón por la cual se debe identificar en qué lugares específicos se presentan estos esfuerzos máximos, para determinar el tipo de acero a colocar, la soldadura adecuada y los recubrimientos que requiere cada zona específica de la estructura de la plataforma. Por todas estas razones, se deben conocer las clases de aceros que se utilizan para cada especificación, además de las soldaduras y recubrimientos necesarios para contrarrestar los efectos de la naturaleza.<sup>79, 80, 81, 82</sup>

El acero combina la resistencia mecánica, trabajabilidad, disponibilidad y bajo costo. Siendo así, es fácil comprender la importancia y el amplio uso de los aceros en todos los campos de la ingeniería.<sup>80, 82</sup>

---

<sup>79</sup> MARCOS A. Souza, Ph.D. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988,

<sup>80</sup> Ben C. Gerwick, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.79-80

<sup>81</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen II, 2005. Capitulo 15, pag 1127-1129

<sup>82</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección I, p. 83-84

El material estructural más usado para construcción de estructuras en el mundo es una aleación de hierro (mínimo 98 %), con contenidos de carbono menores del 1 % y otras pequeñas cantidades de minerales como manganeso, para mejorar su resistencia, fósforo, azufre, sílice y vanadio para mejorar su soldabilidad y resistencia a la intemperie.<sup>83, 84</sup>

### 3.2.1 Tipos de acero

En las plataformas marinas fijas usualmente se utilizan los siguientes tipos de aceros<sup>85, 86</sup>:

**Acero estructural con bajo contenido de carbono:** Estos aceros tienen un porcentaje de carbono que va de 0.06 a 0.25%, con los cuales se fabrican los puentes de ferrocarril, las grandes estructuras de las estaciones, las columnas metálicas de las líneas eléctricas, los cascos de los buques etc., su principal característica es la ductilidad<sup>85, 86</sup>.

**Aceros de alta resistencia:** son utilizados en los nudos donde generalmente ocurren los mayores esfuerzos y tensiones que soportara la estructura. Su desventaja es que la ductilidad es menor que la de los aceros convencionales debido al contenido de carbono. Para poder soldar estos aceros se necesitan de electrodos especiales y soldadores con mucha experiencia en este tipo de trabajos<sup>85, 86</sup>.

---

<sup>83</sup> Corrosión del acero [EN LINEA]

<[http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec\\_11.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_11.htm)> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>84</sup> Corrosión en las estructuras de acero. 2004 [EN LINEA]

<[https://www.asefa.es/index2.php?option=com\\_content&do\\_pdf=1&id=87](https://www.asefa.es/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=87)> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>85</sup> MARCOS A. Souza, Ph.D. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988,

<sup>86</sup> Ben C. Gerwick, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.79-80

**Aceros de resistencia intermedia:** usualmente utilizados para los miembros cilíndricos, los cuales estarán sometidos a esfuerzos considerables, pero no tan críticos como en el caso anterior.

**Aceros Ordinarios y comunes:** son utilizados en las partes de la estructura de la plataforma donde los esfuerzos son mínimos.

**Aceros inoxidables:** los aceros inoxidables son una aleación de hierro y poco más del 11 % de cromo, con lo cual se genera un material resistente a la corrosión gracias a la película formada en la superficie de este, esta película deja la superficie inerte a las reacciones químicas generadas por la interacción con el ambiente.<sup>87, 88</sup>

La utilización del acero inoxidable debe hacerse teniendo en cuenta que este puede ser contaminado con algún agente externo que inicie un daño donde puede verse seriamente afectada. Un caso en particular, es cuando se aplica soldadura entre las uniones de los elementos, si esta se hace de un modo incorrecto, la corrosión comenzará a atacar por estos puntos hasta alcanzar los elementos principales.<sup>87, 88</sup>

La selección de los aceros inoxidables puede realizarse de acuerdo con sus características:

- ✓ Resistencia a la corrosión y a la oxidación en temperaturas elevadas.
- ✓ Propiedades mecánicas del acero.
- ✓ Características de los procesos de transformación a que será sometido.
- ✓ Costo total (reposición y mantenimiento)
- ✓ Disponibilidad del acero.<sup>87, 88</sup>

---

<sup>87</sup> El acero inoxidable [EN LINEA]

<[https://www.asefa.es/index2.php?option=com\\_content&do\\_pdf=1&id=87](https://www.asefa.es/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=87)> [Citado en 23 de junio de 2009]

<sup>88</sup> Aceros inoxidables [EN LINEA]

<[https://www.asefa.es/index2.php?option=com\\_content&do\\_pdf=1&id=87](https://www.asefa.es/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=87)> [Citado en 23 de junio de 2009]

### 3.2.2 Ventajas de los aceros

Algunas de las propiedades y ventajas que presenta el acero son:

- ✓ **Alta resistencia:** la alta resistencia del acero por unidad de peso, permite estructuras relativamente livianas, lo cual es de gran importancia en la construcción de puentes, edificios altos y estructuras cimentadas en suelos blandos.<sup>89</sup>
- ✓ **Homogeneidad:** las propiedades del acero no se alteran con el tiempo, ni varían con la localización en los elementos estructurales.<sup>89</sup>
- ✓ **Elasticidad:** el acero es el material que más se acerca a un comportamiento linealmente elástico (Ley de Hooke) hasta alcanzar esfuerzos considerables.<sup>89</sup>
- ✓ **Precisión dimensional:** los perfiles laminados están fabricados bajo estándares que permiten establecer de manera muy precisa las propiedades geométricas de la sección.<sup>89</sup>
- ✓ **Ductilidad:** el acero permite soportar grandes deformaciones sin falla, alcanzando altos esfuerzos en tensión, ayudando a que las fallas sean evidentes.<sup>89</sup>
- ✓ **Tenacidad:** el acero tiene la capacidad de absorber grandes cantidades de energía en deformación (elástica e inelástica).<sup>89</sup>
- ✓ **Facilidad de unión con otros miembros:** el acero en perfiles se puede conectar fácilmente a través de remaches, tornillos o soldadura con otros perfiles.<sup>89</sup>

---

<sup>89</sup> Aceros al carbono [EN LINEA] <<http://www.construaprende.com/Apuntes/01/A1pag02.php>> [Citado en 23 de junio de 2009]

- ✓ **Rapidez de montaje:** la velocidad de construcción en acero es muy superior al resto de los materiales.<sup>90</sup>
- ✓ **Disponibilidad de secciones y tamaños:** el acero se encuentra disponible en perfiles para optimizar su uso en gran cantidad de tamaños y formas.
- ✓ **Costo de recuperación:** las estructuras de acero de desecho, tienen un costo de recuperación en el peor de los casos como chatarra de acero.
- ✓ **Reciclable:** el acero es un material 100 % reciclable además de ser degradable por lo que no contamina.<sup>90</sup>
- ✓ **Permite ampliaciones fácilmente:** el acero permite modificaciones y/o ampliaciones en proyectos de manera relativamente sencilla.<sup>90</sup>
- ✓ **Se pueden prefabricar estructuras:** el acero permite realizar la mayor parte posible de una estructura en taller y la mínima en obra consiguiendo mayor exactitud.<sup>90</sup>

Las propiedades citadas anteriormente, son características propias del acero, las cuales lo tipifican como el material idóneo para ser utilizado en la construcción de estructuras costa afuera.<sup>90</sup>

### 3.2.3 Desventajas del acero

- ✓ **Corrosión:** el acero expuesto a intemperie sufre corrosión por lo que deben recubrirse siempre con esmaltes anticorrosivos, a excepción de los aceros especiales como el inoxidable.<sup>90</sup>
- ✓ **Pandeo elástico:** el empleo de perfiles esbeltos sujetos a compresión, los hace susceptibles al pandeo elástico.<sup>90</sup>

---

<sup>90</sup> Aceros al carbono [EN LINEA] <<http://www.construaprende.com/Apuntes/01/A1pag02.php>> [Citado en 23 de junio de 2009]

- ✓ **Calor, fuego:** en el caso de incendios, el calor se propaga rápidamente por las estructuras haciendo disminuir su resistencia hasta alcanzar temperaturas donde el acero se comporta plásticamente, debiendo protegerse con recubrimientos aislantes del calor y del fuego (retardantes) como mortero, concreto, asbesto, etc.
- ✓ **Fatiga:** la resistencia del acero (así como del resto de los materiales), puede disminuir cuando se somete a un gran número de combinaciones de carga o a cambios frecuentes de magnitud de esfuerzos a tensión (cargas pulsantes y alternativas).

### 3.2.4 Clasificación de los aceros de acuerdo a sus propiedades mecánicas

Esta clasificación es para identificar los requerimientos necesarios de soldadura y fue tomada de la norma API 2A-LRFD para la selección adecuada de los materiales de acero estructural.

**Tabla 3.1. Grupos de aceros**

Grupos de aceros	De acuerdo al nivel de resistencia y características de soldabilidad	Soldadura	
Grupo I	Aceros de bajo contenido de carbono ( $\leq 0,40\%$ ) $F_y \leq 280$ Mp	Según AWS D1.1	
Grupo II	Resistencia intermedia (carbono $\leq 0,45\%$ ) $280$ Mp $\leq F_y \leq 360$ Mp	Electrodos de bajo hidrogeno	
Grupo III	Alta resistencia $F_y \geq 360$ Mp, alta tenacidad	Según AWS D1.1	soldadura especial

Fuente: Norma API 2A-LRFD, sección I

**Tabla 3.2. Clases de aceros**

<b>Clase de aceros</b>	De acuerdo con las características de tenacidad
Clase C	Para miembros primarios, esfuerzos no críticos, espesores limitados (Pilotes, Piernas, Diagonales, columnas de la superestructura. Etc.)
Clase B	Tenacidad mejorada en lugares donde lo necesite.
Clase A	Zonas críticas donde presenten esfuerzos máximos, fatiga etc.

Fuente: Norma API 2A-LRFD, sección I

### **3.2.5 Selección del acero para la estructura de la plataforma**

A continuación se nombran algunas de las consideraciones generales en la selección del acero

- El calculista debe distribuir y proporcionar suficiente resistencia a cada uno de los elementos que conforman la estructura. Además, debe tener presente un montaje práctico y económico.<sup>91, 92</sup>
- Los materiales de las estructuras deben ser capaces de soportar las cargas impuestas, controlar las deflexiones, vibraciones y agrietamientos resultantes, con el fin de mantener la seguridad y tranquilidad de los ocupantes.<sup>92</sup>

---

<sup>91</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen II, 2005. Capítulo 15, pag 1127-1129

<sup>92</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección I, p. 82-85

- El proyectista debe procurar reducir los costos de construcción, ideando estrategias para estandarizar algunas secciones y diseñando un sistema de mantenimiento sencillo, sin disminuir la resistencia y la integridad de los materiales utilizados.<sup>93,94</sup>

### **3.2.5.1 normas**

La selección del acero adecuado para la construcción de las plataformas marinas fijas es compleja y requiere de gran cuidado. La industria nos ofrece una amplia gama de aceros, los cuales están diferenciados por sus características particulares, determinadas para los diferentes usos en la construcción. Además, dependen de diversos factores que deben ser considerados tales como la corrosión, la fatiga, la facilidad de fabricación, la soldabilidad, etc.<sup>93</sup>

La calidad y composición de los aceros a utilizar en las plataformas marinas fijas, están determinados por las normas internacionales para la construcción costa afuera, tales como el API (American Petroleum Institute), ASTM (American Society for Testing and Materials), AWS American Welding Society (Sociedad Americana de Soldadura) y NACE (National Association of Corrosión Engineers)

### **3.2.5.2 Selección de acero estructural según el API**

La norma API no especifica un procedimiento para la selección del acero estructural. En ella se encuentra una lista de aceros que podrían utilizarse en las plataformas petroleras, especificando sus características mecánicas y químicas, incluyendo algunas anotaciones. Estas indican en que zonas de la estructura se puede presentar una mayor concentración de esfuerzos, las cuales se deben reforzar con aceros de mejores características estructurales.

---

<sup>93</sup> MARCOS A. Souza, Ph.D. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988,

<sup>94</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volumen II, 2005. Capítulo 15, pag 1127-1129.

Las siguientes son algunas anotaciones que presenta la norma API 2A-LRFD:

Las uniones tubulares son algunos de los elementos que están sometidos a grandes concentraciones de esfuerzos debido a que en estos puntos convergen diferentes fuerzas transmitidas por los elementos que la conforman, lo cual se debe tener en cuenta en la asignación de aceros de mayor resistencia.<sup>95</sup>

Para la zona de salpicadura, se debe tener en cuenta la demanda adicional de resistencia que requieren los elementos y uniones, sin descuidar la ductilidad, debido a que siempre estarán sometidos a cargas como las olas y las colisiones con embarcaciones que realizan operaciones rutinarias.<sup>95</sup>

Durante la vida de servicio, las cargas cíclicas pueden iniciar grietas por fatiga, requiriendo demandas adicionales sobre la ductilidad del acero, en particular bajo cargas dinámicas.<sup>95</sup>

La selección del material para cada componente estructural es responsabilidad del diseñador.<sup>96</sup>

### **3.2.5.3 Selección de acero estructural según la NRF-175-PEMEX-2007**

En la norma mexicana se hacen clasificaciones por grupos y clases (Ver tabla 4.1 y 4.2), además define ciertos parámetros para la selección del acero estructural, procurando ser exactos en dicha asignación, basándose en la experiencia obtenida al desarrollar más de 280 plataformas jacket ubicadas actualmente en las costas de México. En el siguiente párrafo describe una metodología simple desarrollada en la NRF-175-pemex-2007, en donde se encuentran algunas tablas con las clasificaciones anteriormente nombradas, y que sirven de guía para la selección del acero estructural teniendo en cuenta las normas API 2a RLFRD.

---

<sup>95</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección I, p. 82-85

<sup>96</sup> NRF-175-PEMEX-2007. Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007. p. 17

“Para la selección de acero estructural, el diseñador debe seleccionar un esfuerzo de fluencia ( $F_y$ ) mínimo particular, el cual se debe ubicar dentro de uno de los diversos niveles de resistencia (Clasificación por Grupo), posteriormente selecciona la tenacidad correspondiente (Clase). Una vez que se selecciona el Grupo y la Clase se procede a seleccionar el grado de acero de acuerdo a los requerimientos establecidos por el diseño de la estructura. Los Grupos y Clases son utilizados para referencia de los requisitos de soldadura (Precalentamiento y selección de electrodos)”<sup>97</sup>

Las siguientes tablas tomada de la norma API 2A-LFRD, muestran los distintos tipos de aceros para elementos de sección circular y placas estructurales que se pueden asignar a la plataforma marina.

**Tabla 3.3. Acero para tubería estructural**

Group	Class	Specification & Grade	Yield Strength		Tensile Strength	
			ksi	MPa	ksi	MPa
I	C	API 5L Grade B*	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A53 Grade B	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A135 Grade B	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A139 Grade B	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A500 Grade A (round)	33	230	45 min.	310 min.
		ASTM A501 (shaped)	39	270	45 min.	310 min.
I	B	ASTM A106 Grade B (normalized)	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A524 Grade I (through $\frac{3}{8}$ in. w.t.)	35	240	60 min.	415 min.
		Grade II (over $\frac{3}{8}$ in. w.t.)	30	205	55–80	380–550
I	A	ASTM A333 Grade 6	35	240	60 min.	415 min.
		ASTM A334 Grade 6	35	240	60 min.	415 min.
II	C	API 5L Grade X42 2% max. cold expansion	42	290	60 min.	415 min.
		API 5L Grade X52 2% max. cold expansion	52	360	66 min.	455 min.
		ASTM A500 Grade B (round)	42	290	58 min.	400 min.
		ASTM A618 (shaped)	46	320	58 min.	400 min.
II	B	ASTM A618	50	345	70 min.	485 min.
		API 5L Grade X52 with SR5 or SR6	52	360	66 min.	455 min.
II	A	See Section 8.2.2				

Fuente: Norma API 2A-LRFD, sección I, tabla I.3

<sup>97</sup> NRF-175-PEMEX-2007. Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007. p. 39

**Tabla 3.4. Acero para placas estructurales**

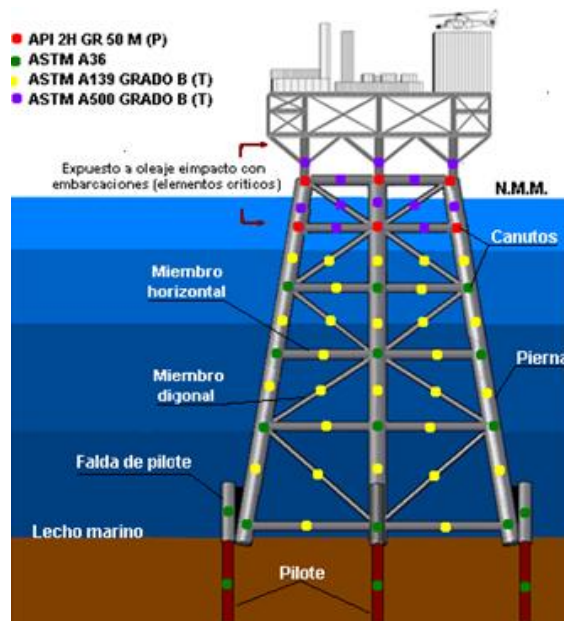
Group	Class	Specification and Grade	Yield Strength		Tensile Strength	
			ksi	MPa	ksi	MPa
I	C	ASTM A36 (to 2 in. thick)	36	250	58–80	400–550
		ASTM A131 Grade A (to 1/2 in. thick)	34	235	58–71	400–490
		ASTM A285 Grade C (to 3/4 in. thick)	30	205	55–75	380–515
I	B	ASTM A131 Grades B, D	34	235	58–71	400–490
		ASTM A516 Grade 65	35	240	65–85	450–585
		ASTM A573 Grade 65	35	240	65–77	450–530
		ASTM A709 Grade 36T2	36	250	58–80	400–550
I	A	ASTM A131 Grades CS, E	34	235	58–71	400–490
II	C	ASTM A572 Grade 42 (to 2 in. thick)*	42	290	60 min.	415 min.
		ASTM A572 Grade 50 (to 2 in. thick; S91 required over 1/2 in.)*	50	345	65 min.	450 min.
II	B	API Spec 2MT1	50	345	70–90	483–620
		ASTM A709 Grades 50T2, 50T3	50	345	65 min.	450 min.
		ASTM A131 Grade AH32	45.5	315	68–85	470–585
		ASTM A131 Grade AH36	51	350	71–90	490–620
II	A	API Spec 2H Grade 42	42	290	62–80	430–550
		Grade 50 (to 2 1/2 in. thick)	50	345	70–90	483–620
		(over 2 1/2 in. thick)	47	325	70–90	483–620
		API Spec 2W Grade 42 (to 1 in. thick)	42–67	290–462	62 min.	427 min.
		(over 1 in. thick)	42–62	290–427	62 min.	427 min.
		Grade 50 (to 1 in. thick)	50–75	345–517	65 min.	448 min.
		(over 1 in. thick)	50–70	345–483	65 min.	448 min.
		Grade 50T (to 1 in. thick)	50–80	345–522	70 min.	483 min.
		(over 1 in. thick)	50–75	345–517	70 min.	483 min.
		API Spec 2Y Grade 42 (to 1 in. thick)	42–67	290–462	62 min.	427 min.
		(over 1 in. thick)	42–62	290–427	62 min.	427 min.
		Grade 50 (to 1 in. thick)	50–75	345–517	65 min.	448 min.
		(over 1 in. thick)	50–70	345–483	65 min.	448 min.
		Grade 50T (to 1 in. thick)	50–80	345–572	70 min.	483 min.
		(over 1 in. thick)	50–75	345–517	70 min.	483 min.
		ASTM A131 Grades DH32, EH32	45.5	315	68–85	470–585
		Grades DH36, EH36	51	350	71–90	490–620
		ASTM A537 Class I (to 2 1/2 in. thick)	50	345	70–90	485–620
		ASTM A633 Grade A	42	290	63–83	435–570
		Grades C, D	50	345	70–90	485–620
		ASTM A678 Grade A	50	345	70–90	485–620
		III	A	ASTM A537 Class II (to 2 1/2 in. thick)	60	415
ASTM A678 Grade B	60			415	80–100	550–690
API Spec 2W Grade 60 (to 1 in. thick)	60–90			414–621	75 min.	517 min.
(over 1 in. thick)	60–85			414–586	75 min.	517 min.
API Spec 2Y Grade 60 (to 1 in. thick)	60–90			414–621	75 min.	517 min.
(over 1 in. thick)	60–85			414–586	75 min.	517 min.
ASTM A710 Grade A Class 3 (quenched and precipitation heat treated)						
through 2 in.	75			515	85	585
2 in. to 4 in.	65			450	75	515
over 4 in.	60			415	70	485

Fuente: Norma API 2A-LRFD, sección I, tabla I.1 y I.2

Los tipos de aceros de la plataforma deben formar parte de una especificación del diseñador, teniendo en cuenta lo estipulado en la norma API. Los certificados de las pruebas realizadas por el fabricante o laboratorio que cumpla las especificaciones del ASTM A6 ó A20, constituyen pruebas de conformidad con la especificación. El acero no identificado ó que no cumpla los parámetros mínimos no debe ser utilizado.<sup>98</sup>

En la selección de los aceros de la estructura, se tomo como guía la norma API 2A-LRFD y la norma mexicana NRF-175-pemex-2007, en donde se recomienda utilizar aceros de bajas características para las zonas donde existen menores concentraciones de esfuerzos, y para las zonas críticas se asignan los de mejores características mecánicas y químicas. Las zonas que necesitan aceros de mejor calidad son los nudos y la zona de salpicadura. La figura 3.9 muestra la asignación de aceros para los diferentes elementos de la estructura, estos aceros son base del modelamiento, y a su vez serán modificados según la necesidad

**Figura 3.9. Asignación inicial de los aceros para la estructura de la plataforma**



Fuente: Diseño autores

<sup>98</sup> NRF-175-PEMEX-2007. Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007.

A continuación se nombran algunas características mecánicas y químicas, de los aceros utilizados inicialmente:

**API SPEC 2H:** Cubre placas de hasta 4 pulg de espesor en grados 42 y 50. Se recomiendan para resistir impacto, carga por fatiga plástica y desgarre laminar. Tensión en la dirección del espesor. S5, S12 es aplicable solo para baja temperatura (-10° C). No contiene Ni, el 2Y si contiene 0,75%, Cr 0,25%, Mo 0,08%. La tenacidad es igual que 2Y (valores de energía y temperatura de prueba). Se recomienda en juntas tubulares y otras intersecciones en donde partes de las placas estarán sometidas a tensión en la dirección del espesor (dirección Z)<sup>99</sup>

**ASTM A 36/A 36M:** Cubre perfiles, placas y barras de aceros al carbono de calidad estructural para usarse en construcciones remachadas, atornilladas o soldadas de puentes y edificios, y para propósitos estructurales en general. Se suministran requerimientos suplementarios para aplicarse solo cuando el comprador lo indique. Es un material que no requiere de prueba de tenacidad a menos que se especifique en la orden de compra como requerimiento adicional.<sup>119</sup>

**ASTM A 139/A 139M:** Cubre 5 grados de tubería de acero soldada por fusión (arco) eléctrica de costura recta e helicoidal. Cubre tubería de DN 100 (NPS 4) y mayor con espesores de pared nominal (promedio) de 25 mm (1pulg) y menor. Esta tubería de costura recta se recomienda para uso estructural. Cubre los siguientes grados: grado A (Fy=30 ksi), grado B (F=35 ksi, grado C (42 ksi), grado D (Fy=46 ksi), grado E (Fy=52ksi). No requiere de prueba de tenacidad.<sup>99</sup>

---

<sup>99</sup> NRF-175-PEMEX-2007. Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007. p. 31-35

**ASTM A 500:** Cubre tubería estructural de acero al carbono redonda, cuadrada, rectangular o de forma especial formada en frío sin costura y soldada para construcciones soldadas, remachadas o atornilladas de puentes y edificios y para propósitos estructurales generales. Esta tubería se produce soldada o sin costura en tamaños con una periferia de DN 1600 (NPS 64) o menor, y un espesor de pared de 16 mm (0,625 pulg) o menor. El grado D requiere tratamiento térmico. No se recomienda utilizar esta tubería en aquellas aplicaciones tales como elementos que estén cargados dinámicamente en estructuras soldadas, entre otros, en donde las propiedades de tenacidad a baja temperatura pueden ser importantes. Están disponibles en los siguientes grados: Tubo redondo, grado A ( $F_y=33$  ksi), grado B ( $F_y=42$  ksi), grado C ( $F_y=46$  ksi) y grado D (36 ksi); Tubo no redondo: grado A ( $F_y=39$  ksi), Grado B (46ksi), grado C (50 ksi) y grado D (36 ksi). No requiere de prueba de impacto.<sup>100</sup>

Para el modelamiento se asume que todos los elementos son continuos, por lo tanto, solo se tendrá en cuenta los siguientes materiales en los elementos que conforman la estructura:

**ASTM A 500** grado B para la zona de salpicadura

**ASTM A 139** grado B para la el resto de la estructura

---

<sup>100</sup> NRF-175-PEMEX-2007. Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007. p. 31-35

### 3.3 SOLDADURAS

Las estructuras de las plataformas marinas fijas, están conformadas por gran cantidad de elementos tubulares unidos mediante el proceso de soldadura. Existen diferentes tipos de soldadura, las cuales deben diseñarse de tal forma que cumplan los requisitos de esfuerzos. Se debe clasificar los tipos de electrodos y los diferentes procesos de soldadura, para las diferentes clases de acero estructural. Durante los trabajos de soldadura, se debe contar con trabajadores especializados de gran experiencia y conocimiento de las normas AWS.

Las variables de procedimiento, deben estar de acuerdo con las especificaciones AWS. Las soldaduras aplicadas deben ser de mayor resistencia a los elementos soldados, y se debe realizar con electrodos de bajo hidrógeno, entre otras especificaciones.<sup>101</sup>

Para el modelamiento de la plataforma se asume que los elementos son continuos por lo tanto no se consideran las soldaduras entre uniones.

---

<sup>101</sup> AWS. 1.1. Estructural welding code steel. 19th edition. LeJeune road. Miami. 2003. P. 1-3

## 4. PREDIMENSIONAMIENTO DE LA PLATAFORMA

El pre dimensionamiento de la plataforma se lleva a cabo en dos fases en donde se identifican las necesidades básicas para pre dimensionar la estructura jacket y la cubierta de la plataforma.

### 4.1 PREDIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA JACKET

En un campo costa afuera, el diseño de los elementos estructurales no se puede iniciar a menos que exista un conocimiento básico de las necesidades previamente identificadas<sup>102</sup>.

¿Dónde se ubicara la plataforma?

Se debe tener la ubicación exacta en donde se instalara la plataforma y conocer si esta zona es propensa a terremotos, deslizamiento de taludes, huracanes y riesgos geológicos entre otros<sup>103</sup>.

¿Cuál es la profundidad del agua y que parámetros ambientales debemos conocer?

Una plataforma jacket está sometida a diferentes tipos de carga. Para identificar cada una de ellas debemos conocer diferentes parámetros, tales como la profundidad del espejo de agua y todas las condiciones ambientales de la zona, con el fin de realizar un diseño confiable, seguro y económicamente viable<sup>104</sup>.

---

<sup>102</sup> NALLAYARASU, S. Offshore structures. Associate Professor. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India Capitulo 2, p. 23.

<sup>103</sup> GUERRERO, Leyte F y CÓRDOVA, Marín S. Investigación Geotécnica, Geológica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas. Simposio en la facultad de ingeniería. 2004.

<sup>104</sup> N. Haritos. Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures– An Overview. The University of Melbourne, Australia. EJSE international. 2007.

¿Qué clase de jacket se necesita?

Cuando se identifica un reservorio costa afuera, se debe definir la cantidad de estructuras necesarias para la explotación adecuada del campo, ya que dentro de la planeación inicial se puede proyectar la construcción de un complejo de plataformas, en donde cada una ellas tenga una función específica<sup>105</sup> (plataforma para cabeza de pozo, de procesamiento, riser, habitacional, etc.)

¿Qué área requiere la cubierta de la plataforma para llevar a cabo los procesos de producción?

Una vez identificado el tipo de plataforma a utilizar, debemos conocer cuál va ser el área requerida de la cubierta. Esto depende de diferentes factores como la producción del reservorio, el tamaño de los equipos y la cantidad del personal de trabajo, etc<sup>106</sup>.

¿Cuál es el peso previsto de las instalaciones, equipos y accesorios?

Se debe conocer el peso máximo de los equipos, instalaciones y accesorios de la plataforma, con el fin de definir la configuración estructural y el pre dimensionamiento de cada uno de los elementos, etc<sup>107</sup>.

Las respuestas a las anteriores preguntas definen en gran parte el proyecto para tener un entendimiento básico.

---

<sup>105</sup> Fuente: OFFSHORE STRUCTURES. Dr.S. Nallayarasu. Associate Professor. Department of Ocean Engineering capítulo 1, pag 21.

<sup>106</sup> Williams, L.M y WATT, Brian Assocs. Inc. Feasibility Studies for Offshore Field Development. Revista SPE 14055. Marzo 17-20 de 1986. p. 3

<sup>107</sup>. D' ALESSANDRIA. Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Capítulo 5, p. 131-138. Tesis (master de ciencia en arquitectura naval e ingeniería marina). Instituto de tecnología de Massachusetts.

### 4.1.1 Localización

En esta investigación se propone modelar una plataforma marina fija de producción en un campo supuesto ubicado en la ronda Caribe a 67.78 km de la plataforma gasífera de chuchupa y a 21.17 km frente del municipio de Dibulla. (Ver figura 4.1). Las coordenadas geográficas de sondeo con pistón core son<sup>108</sup>:

**Tabla 4.1** Coordenadas en X y Y de la plataforma a modelar

DATUM BOGOTA		WGS 84		ID SAMPLE			Recovery (m)
X	Y	Latitud	Longitud	Login	Station	ID. Recovery	
1082043.34	1759787.42	11.467.857	-73.329.045	GCN0027	P23-ID73	R2	1.6

Fuente: Instituto colombiano del petróleo - ICP

La profundidad del agua en dicha coordenada es de 73 m.

**Figura 4.1. Ubicación geográfica de la plataforma**



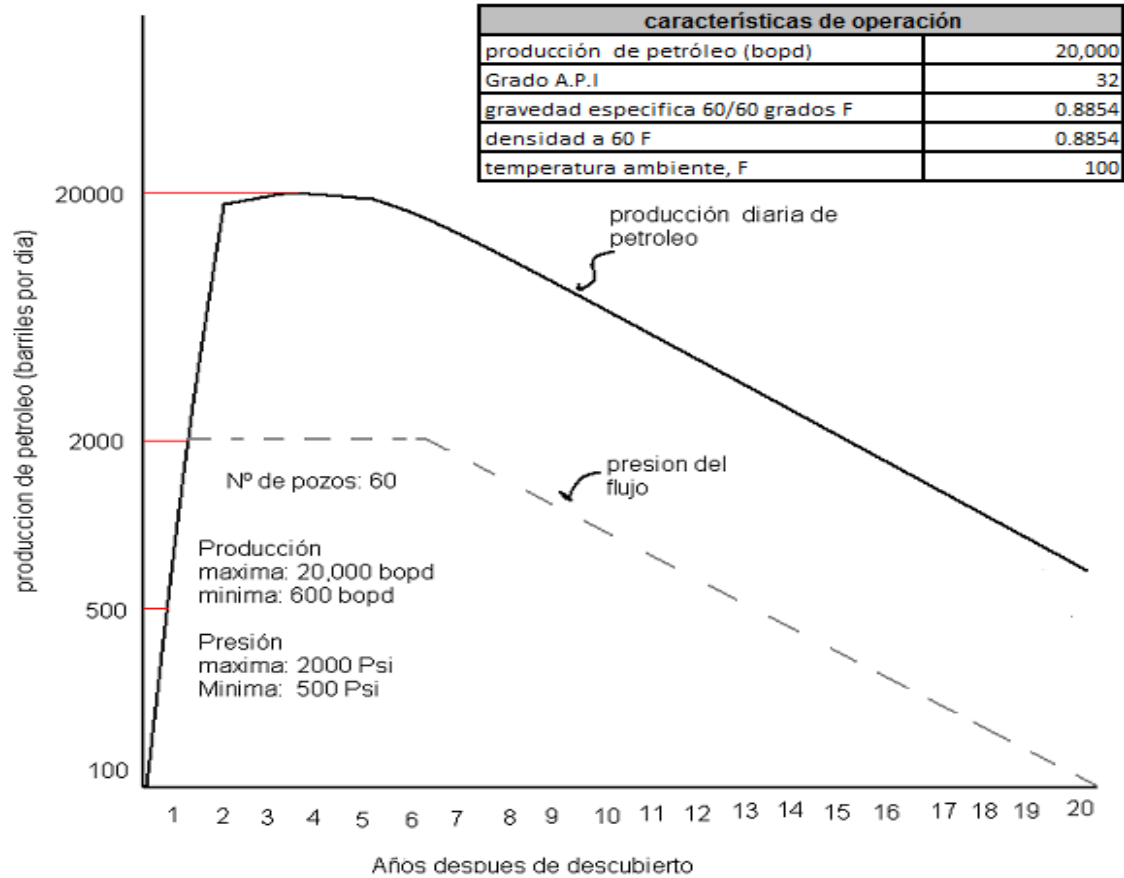
Fuente: <http://earth.google.es/>

<sup>108</sup> Instituto Colombiano de Petróleo (ICP). 2009.

### 3.1.2 Características del reservorio

Debido a que la infraestructura costa afuera es costosa, la producción de los reservorios debe ser alta para que el proyecto sea viable. (Ver figura 4.2)

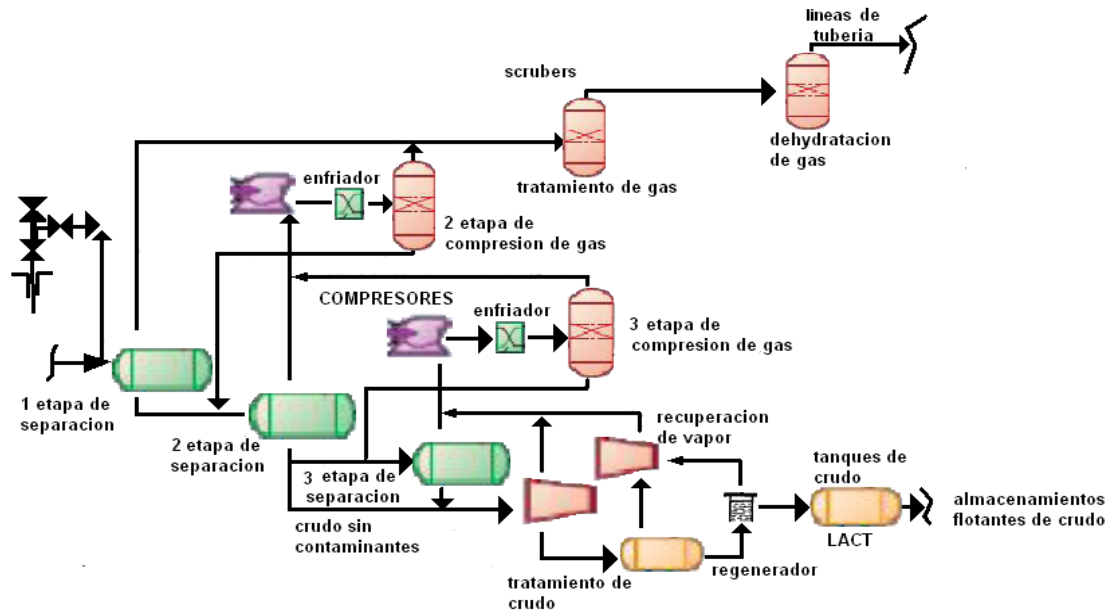
**Figura 4.2. Características del reservorio**



Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria Capitulo 4, pag 30. 1977.

A partir de las características del reservorio se pueden identificar los equipos de producción necesarios para el tratamiento del crudo (ver figura 4.3)

**Figura 4.3. Sistema típico de separación de petróleo con recuperación de gas**



Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria capitulo 4 pag 34. 1977.

Por lo tanto, los equipos de producción que se tendrán en cuenta en esta investigación son:

1. Separadores horizontales 1r etapa.
2. Separadores horizontales 2r etapa.
3. Separadores horizontales 3r etapa.
4. Deshidratador de petróleo.
5. Compresores de gas 2da y 3ra etapa.
6. Absorbedor de amina
7. Generador de amina
8. Sistema de deshidratación
9. Separador integral
10. Líneas de flujo
11. Colectores
12. Unidad LACT.

Recordemos que esta plataforma debe diseñada para ser autosuficiente en aspectos básicos como:

- Energía eléctrica.
- Reparaciones de emergencia.
- Manejo de residuos.
- Tanques de almacenamiento de gas y crudo.
- Procesamiento de aguas residuales.
- Helipuerto.
- Modulo habitacional.
- Accesorios.

Por lo tanto las instalaciones que se tendrán en cuenta son:

1. Tres generadores de Motor Diesel y tablero de interruptores (Motor 280 HP-Gen 100 kw).
2. Sistema y circulación de enfriamiento Bombas más los accesorios.
3. Dos plantas de destilación, bombas, Metro más los accesorios.
4. Sistema de bombeo para transferencia del petróleo crudo, 2 bombas y accesorios.
5. Sistema de seguridad contra incendios, bombas y accesorios.
6. Tanque de almacenamiento de petróleo (forma rectangular. Ahorro de espacio con capacidad máxima de almacenamiento de 30,000 bopd equivalente a día y medio de producción).
7. Tanque de Almacenamiento Y 2 Bombas de aceite de Lubricante (Densidad: 0,85).
8. Sistema de agua dulce, 2 bombas, tanque más los accesorios.
9. Tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipos de tratamiento, etc.
10. Almacenamiento de Gas natural, tanques de presión y accesorios.
11. Tanque de gas natural, almacenado para el consumo diario.
12. Helipuerto, grúa.
13. Modulo habitacional para 32 personas permanentes con facilidades de comedor.

### **3.1.3 Tamaño preliminar de los equipos e instalaciones para establecer el área de la cubierta**

Una vez identificadas las instalaciones y equipos necesarios para una producción de 20,000 barriles de petróleo por día, se procede a estimar sus tamaños preliminares, con el fin de conocer su distribución y calcular el área requerida en la cubierta. Tal como se observa en detalle en el Anexo B<sup>109</sup>, las dimensiones obtenidas de la cubierta para este caso resultan en:

Longitud = 151 ft (46 m); Ancho = 69 ft (21 m).

### **3.1.4 Estimación de pesos**

En esta etapa inicial del proyecto la información no es fiable y no está disponible, ya que durante el proyecto los requisitos de diseño pueden cambiar. Por lo tanto, esta información debe basarse en experiencias anteriores.

En la tabla 4.2 se muestra los pesos y tamaños de los equipos de producción del proyecto planteado. La tabla 4.3 muestra un resumen del peso total de los equipos e instalaciones del proyecto.

---

<sup>109</sup> D' ALESSANDRIA, Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Capítulo 5, p. 131-138. Tesis (máster de ciencia en arquitectura naval e ingeniería marina). Instituto de tecnología de Massachusetts.

**Tabla 4.2. Equipos de producción de petróleo**

Equipo	Peso (libras)	Tamaño (piesxpies)	Peso distribuido sobre la cubierta (lb/ft <sup>2</sup> )
1 Separadores horizontales: 1r Etapa	82,000 lb (37,19 toneladas)	(3.35m x 8.53m) 11' x 28'	370 (1.81 ton/m <sup>2</sup> )
2 Separadores horizontales: 2da Etapa	32,000 lb (14,51 toneladas)	10' x 27' (3.05m x 8.23m)	270 (1.32 ton/m <sup>2</sup> )
3 Separadores horizontales: 3ra Etapa	13,000 lb (5,90 toneladas)	10' x 27' (3.05m x 8.23m)	250 (1.22 ton/m <sup>2</sup> )
4 Desidratador de Petroleo	68,000 lb (30,84 toneladas)	15' x 60' (4,57m x 18.29m)	360 (1.76 ton/m <sup>2</sup> )
5 Compresores del gas (2 unidades) 1r Etapa	2 x (175,000) lb 2 x (79,37 toneladas)	38' x 17' x 12' (11,58m x 5,18m x 3,66m)	450 (2,20 ton/m <sup>2</sup> )
6 Gas Sweetening: Amine Absorber	2,200 lb (9,98 toneladas)	30" OD x 42' Tower	350 (1.22 ton/m <sup>2</sup> )
7 Generador de Amina	42,600 lb (19,32 toneladas)	39' x 45' (11.89m x 13.72m)	220 (1.08 ton/m <sup>2</sup> )
8 Sistema de deshidratación	9,500 lb (4,31 toneladas)	30" OD x 42' Tower (Amortiguador de 8 bandejas]	300 (1.47 ton/m <sup>2</sup> )
9 Separador integral	2,000 lb (0,907 toneladas)	30" OD x 5' Ht (Amortiguador de 8 bandejas]	300 (1.47 ton/m <sup>2</sup> )
10 Líneas del flujo 2" OD Longitud: 2500 pies 3" OD Longitud: 3500 pies	2.32 toneladas 4.89 toneladas	Longitud: 1000' (304,8 m) Longitud: 1000' (304,8 m)	—
11 Colectore 28 2" laterales 32 3" laterales	2,100 lb (9,52 toneladas) 4,3840 lb (19,88 toneladas)	11' x 6' (3,35m x 1,83m) 11' x 5' (3,35 x 1,52m)	535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> ) 535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> )
12 Unidad de LACT	7,500 lb (3,40 toneladas)	24' x 12' x 14' (7,32m x 3,66m x 4,27m)	250 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )
<b>EQUIPO TOTAL DE PRODUCCION:</b>	<b>709,328 lb ( 321,69 ton)</b>	<b>112,5' x 69' (30,3m x 21,0m)</b>	<b>450 lb/ft<sup>2</sup> ( 2,2ton/m<sup>2</sup>)</b>

Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria. Capitulo 4 pag 96-99. 1977.

**Tabla 4.3. Resumen del peso total de los equipos e instalaciones de la plataforma**

Artículo	Peso libras/toneladas	Tamaño piesxpies / m x m	Peso distribuido sobre la cubierta (lb/ft <sup>2</sup> ) / (ton/m <sup>2</sup> )
1 Estimación de el equipo de producción (resumen)	709,328 lb. 321.69 ton.	112,5' x 69,0' 34,30m x 21m	450 lb/ft <sup>2</sup> 2,2 ton/m <sup>2</sup>
2 Tanque de almacenamiento de petróleo ( forma rectangular. Ahorro de espacio)	9,116,657.28 lb. 4,134.54 ton.	106.4' x 69' x 23' 32.43m x 21.03m x 7.01m	1,241.78 lb/ft <sup>2</sup> 6,07 ton/m <sup>2</sup>
3 Generadores de Motor Diesel y tablero de interruptores (Motor 280 HP-Gen 100 kw)	26,460 lb. 12,0 ton.	30' x 33' x 10' 9,14m x 10,06m x 3,05m	300 lb/ft <sup>2</sup> 1,5 ton/m <sup>2</sup>
4 2 Bombas de aceite de Lubricante y Tanque de Almacenamiento Densidad: 0,85	23,430,79 lb. 10,63 ton.	12' x 9' x 4' 3,66m x 2,74m x 1,22m	650 lb/ft <sup>2</sup> 3,18 ton/m <sup>2</sup>
5 Sistema y circulación de enfriamiento Bombas más los accesorios	14,850 lb. 6,73 ton.	11' x 8' x 6' 3,35m x 2,44m x 1,83m	225 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
6 Sistema de agua dulce, 2 bombas, tanque más los accesorios	54,434,30 lb. 24,69 ton.	12' x 8' x 9' 3,66m x 2,44m x 2,74m	756,03 lb/ft <sup>2</sup> 3,7 ton/m <sup>2</sup>
7 Dos plantas de destilación, bombas, más los accesorios	9,950 lb. 4,51 ton.	23' x 10' x 11' 7,01m x 3,05m x 3,35m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
8 Tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipo del	532,269,4 lb. 241,39 ton.	23' x 19,6' x 17' 7,01m x 5,97m x 5,18m	1,473,63 lb/ft <sup>2</sup> 7,2 ton/m <sup>2</sup>
9 Sistema de bombeo para transferencia del petróleo crudo , 2 bombas y	10,760,4 lb. 4,88 ton.	23' x 22,5' 7,01m x 6,86m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>
10 Sistema de seguridad contra incendios, Bombas y accesorios.	16,520,40 lb. 7,49 ton.	22' x 23' 6,71m x 7,01m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>
11 Habitaciones, equipo de trabajo, tienda, sala de control, Herramienta Casa,	225,000 lb. 102,4 ton.	69' x 38,5' 21,03 m x 11,73 m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
12 Almacenamiento de Gas natural, tanques de presión y Accesorios.	1,517,745,60 lb. 688,32 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft <sup>2</sup> 3,42 ton/m <sup>2</sup>
13 Gas natural Almacenado para el consumo diario	85,120,62 lb. 38,60 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft <sup>2</sup> 3,42 ton/m <sup>2</sup>
Total:		12,302,526,79 lb. 5,579,38 ton.	
Margen:		265,967,10 lb. 120,62 ton.	
<b>TOTAL FINAL:</b>		12,568,500,0 lb. 5700,0 ton.	

Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria. 1977. pag 100.

La mayor carga distribuida es la generada por el tanque de almacenamiento de aguas residuales, bombas y equipos de tratamiento con un total de 7.2 ton/m<sup>2</sup>. El peso total de los equipos e instalaciones sobre la cubierta es de 5700 toneladas.

#### 4.1.5 Geométrica de la jacket

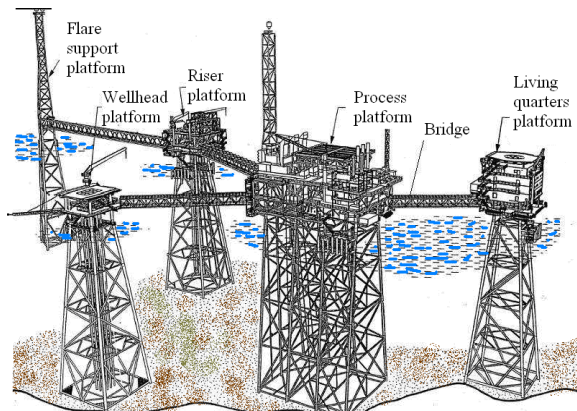
Basado en la geometría, las plataformas jackets se pueden clasificar en las siguientes categorías<sup>110</sup>. (Ver figura 4.4).

**Trípode:** básicamente son estructuras de soporte para un mínimo de instalaciones como riser, apoyo de un puente entre dos grandes plataformas o para apoyar la torre de antorcha.

**4 piernas:** típicamente para plataformas de cabeza de pozo.

**6 a 8 piernas:** principalmente son utilizadas para procesos complejos donde la cubierta es bastante grande. Normalmente el espaciamiento entre las piernas es de 10 a 20 m, más allá de esta dimensión no sería económico diseñar el refuerzo de la cubierta que se apoya en la estructura<sup>111</sup>

**Figura 4.4. Complejo de plataformas**



Fuente: OFFSHORE STRUCTURES. Dr.S. Nallayarasu. Associate Professor. Department of Ocean Engineering capítulo 1, pag 21.

<sup>110</sup> NALLAYARASU, S. Offshore structures. Associate Professor. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India Capítulo 2

<sup>111</sup> Ibid., Ref. 22, capítulo 2, p. 25

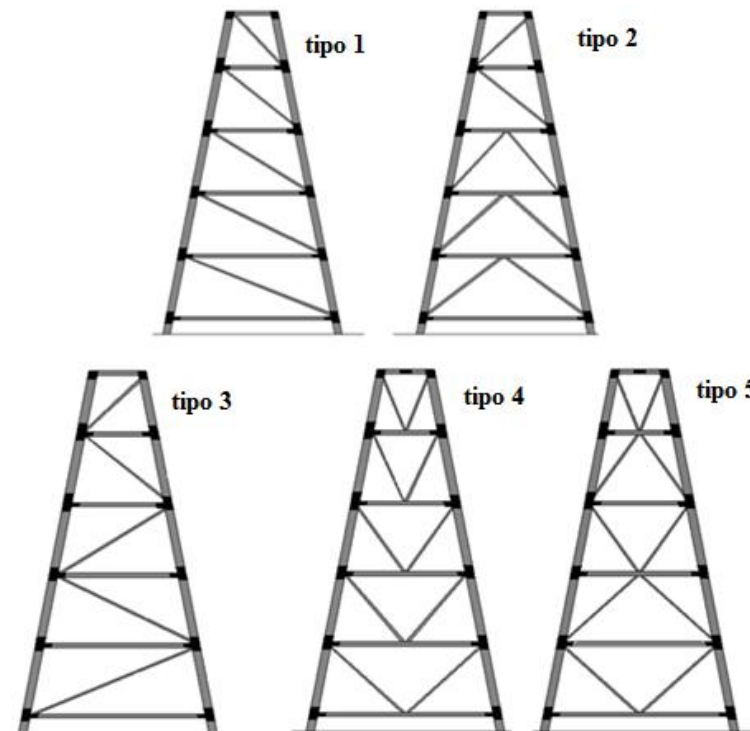
La plataforma de esta investigación alberga procesos complejos y las dimensiones de la cubierta son: Longitud=151 ft (46 m); Ancho= 69 ft (21 m).

Por lo tanto se considera que la estructura jacket debe tener 6 piernas.

#### 4.1.6 Configuración estructural

La configuración estructural de las plataformas fijas, varía ampliamente de un lugar a otro en función de los requisitos de instalación y las condiciones ambientales, tales como la profundidad del agua, las olas, las cargas inducidas a la estructura, etc. Existe una amplia variación de las configuraciones estructurales en las jackets, cada una, con sus ventajas y desventajas<sup>112</sup> (ver figura 4.5)

**Figura 4.5. Configuraciones estructurales de las jackets**



Fuente: Handbook of offshore engineering. Subrata K. Chakrabarti. Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005 Capitulo 6, pag 328.

<sup>112</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, pag 327

**Tipo 1 y 2:** esta configuración consta de pocos miembros que se interceptan en sus juntas, posee poca simetría y redundancia. Adicionalmente, carece de continuidad del flujo de carga de un refuerzo a los otros niveles, por lo tanto se necesitan mayores dimensiones en el refuerzo horizontal. Estas configuraciones raramente son usadas y no son muy recomendables<sup>113</sup>.

**Tipo 3:** esta configuración consta de pocos miembros que se interceptan en sus juntas, reduciendo gastos de ensamblaje y soldadura. Sin embargo, carece de simetría y redundancia. Esta configuración no suministra ductilidad ni robustez ante cargas axiales, compresión y tensión. Normalmente son usadas donde la robustez no es importante y la zona de instalación no es sísmicamente activa<sup>113</sup>.

**Tipo 4, V:** esta configuración es muy utilizada costa afuera. La simetría es adecuada, su ductilidad y redundancia es buena. Su única desventaja, es el número alto de conexiones en las uniones. Los elementos V transmiten altas cargas a los miembros horizontales y deben tener mayores diámetros. Al sustituir los refuerzos en V en dirección transversal por refuerzos en X, se obtendrá mayor ductilidad y mejor resistencia sísmica<sup>113</sup>

**Tipo 5, X:** esta configuración refuerza totalmente el plano horizontal. Ofrece una alta rigidez, ductilidad y redundancia. En sus juntas se encuentran gran intersección de elementos, por lo que habrá mayor volumen de soldadura. Esta configuración es muy popular en las jackets, cuando se encuentran en tirantes de aguas profundas y en regiones con actividad sísmica donde su rigidez es muy necesaria para reducir períodos de balanceo, teniendo en cuenta un buen comportamiento dúctil<sup>113</sup>.

Para esta investigación, la mejor opción es la configuración estructural **tipo 5, X**, ya que es la más adecuada para las condiciones ambientales colombianas, por tener gran rigidez para afrontar sismos.

---

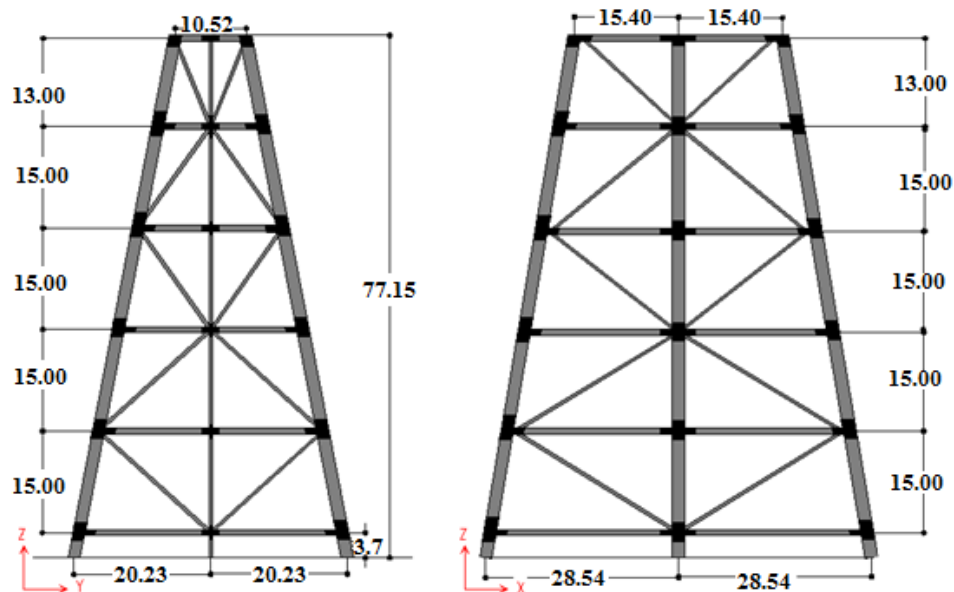
<sup>113</sup>. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capítulo 6, pag 327.

#### 4.1.7 Estimación de las secciones y características de la estructura jacket

Se asumió que las piernas de la jacket tendrá un diámetro de 6 ft con un espesor de pared de 1 pulgada, además la estructura jacket tendrá una altura total de 77.15 m, donde se asume que estará enterrada 2 m por debajo del suelo marino, debido al peso propio de la estructura y 2.15 m están sobre la superficie del mar con la finalidad de facilitar la instalación de la cubierta y hacer inspecciones de los risers en la planta baja.

En el anexo C se presentan 4 modelos con diferentes características, con el fin de analizar cual se comporta mejor. En la figura 4.6 se presenta es el más adecuado de acuerdo con lo analizado, dado que obtuvo mejor comportamiento estructural ante la metodología propuesta.

**Figura 4.6. Modelo estructural seleccionado**



Fuente: Diseño Autores

## 4.2 PRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA CUBIERTA DE LA PLATAFORMA

### 4.2.1 Estimación del espesor de la placa del nivel inferior

Para estimar el espesor de la placa del nivel inferior, se asume que la mayor carga sobre esta se aplica en toda el área del nivel. La mayor carga es generada por el tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipo del tratamiento, etc., con un total de 10.24 Lb/ in<sup>2</sup>.

La ecuación para el cálculo del espesor de la placa del nivel inferior se describe a continuación.<sup>114</sup>

$$t = \sqrt{0.42 * p * \frac{s^2}{fy/k}} \dots \dots Eq 4.1$$

Donde,

t= espesor de la placa.

p= presión sobre la placa

s= espaciamiento entre viguetas

Fy= esfuerzo de fluencia del acero

k= factor de seguridad asumido.

El acero utilizado para el cálculo del espesor de la placa del nivel inferior es A36, con un factor de seguridad de 1.5. El arreglo estructural del primer nivel se puede observar en la figura 4.7

Por lo tanto el espesor de la placa del nivel inferior es:

$$t = \sqrt{0.42 * 10.24 * \frac{60^2}{36000/1.5}} = 0.803 \text{ in } (2.04 \text{ cm})$$

---

<sup>114</sup>. BAUMESITER, Theodore. Mark's standard handbook for mechanical engineers, 7<sup>th</sup> edition, Mcgraw-Hill, New York. 1967. Chapter 14, p. 14-37

#### 4.2.2 Estimación del espesor de la placa del segundo nivel y tercer nivel

En este caso se asume que la mayor carga entre los dos niveles, será la carga de diseño, debido a que las cargas sobre el segundo y tercer nivel no son tan grandes en comparación con el nivel inferior. La mayor carga sobre el segundo y tercer nivel es la generada por los colectores, con un total de  $3.73 \text{ lb/in}^2$ .

Utilizando el método anterior, el espesor de la placa del segundo nivel y tercer nivel es:

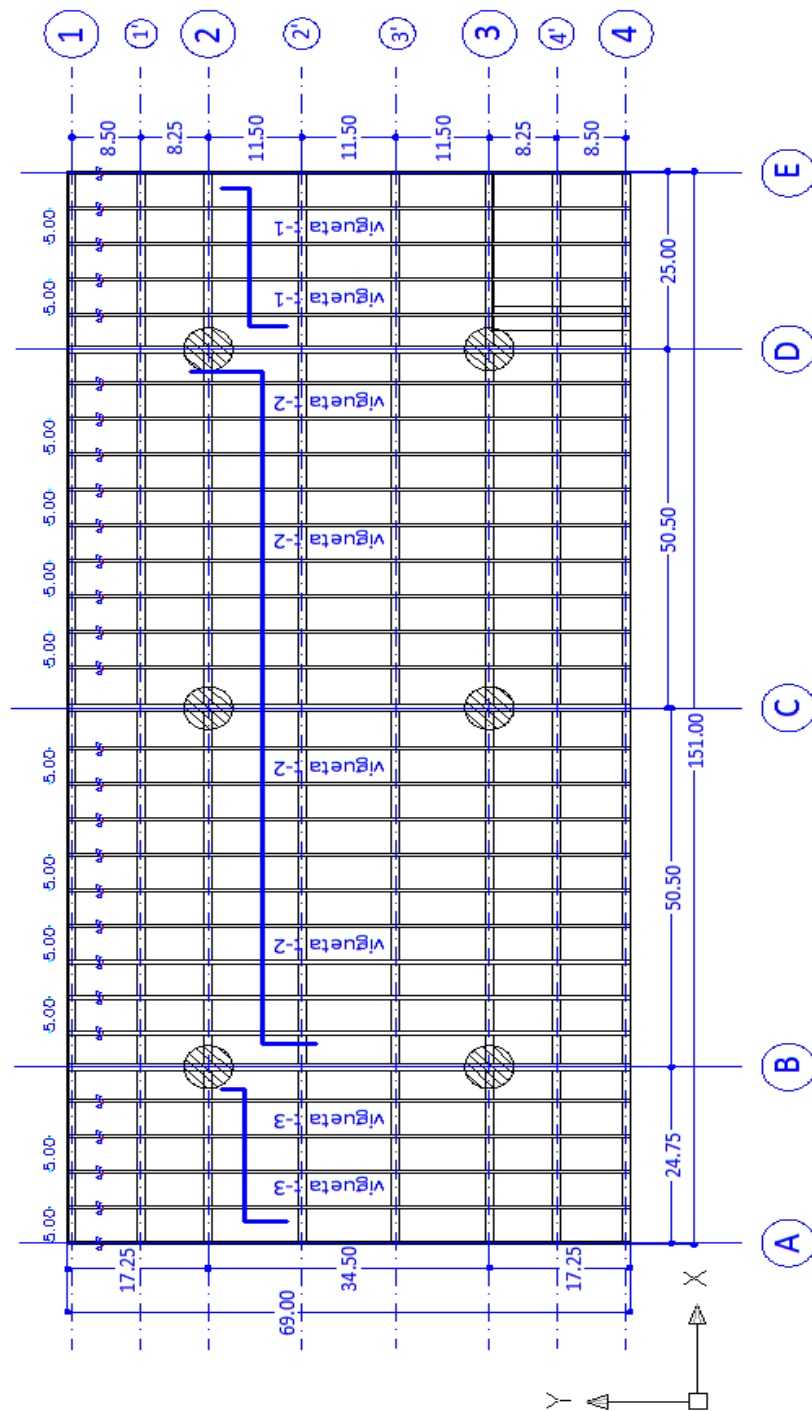
$$t = \sqrt{0.42 * 3.73 * \frac{60^2}{36000/1.5}} = 0.48 \text{ in} \approx 0.5 \text{ in} = 1.27 \text{ cm}.$$

El arreglo estructural del tercer nivel y segundo nivel se pueden observar en las figuras 4.7 y figura 4.8 respectivamente.

Las figuras muestran la distribución propuesta para las vigas y viguetas de los diferentes niveles de la cubierta de la plataforma, para luego pre dimensionar cada uno de sus elementos.

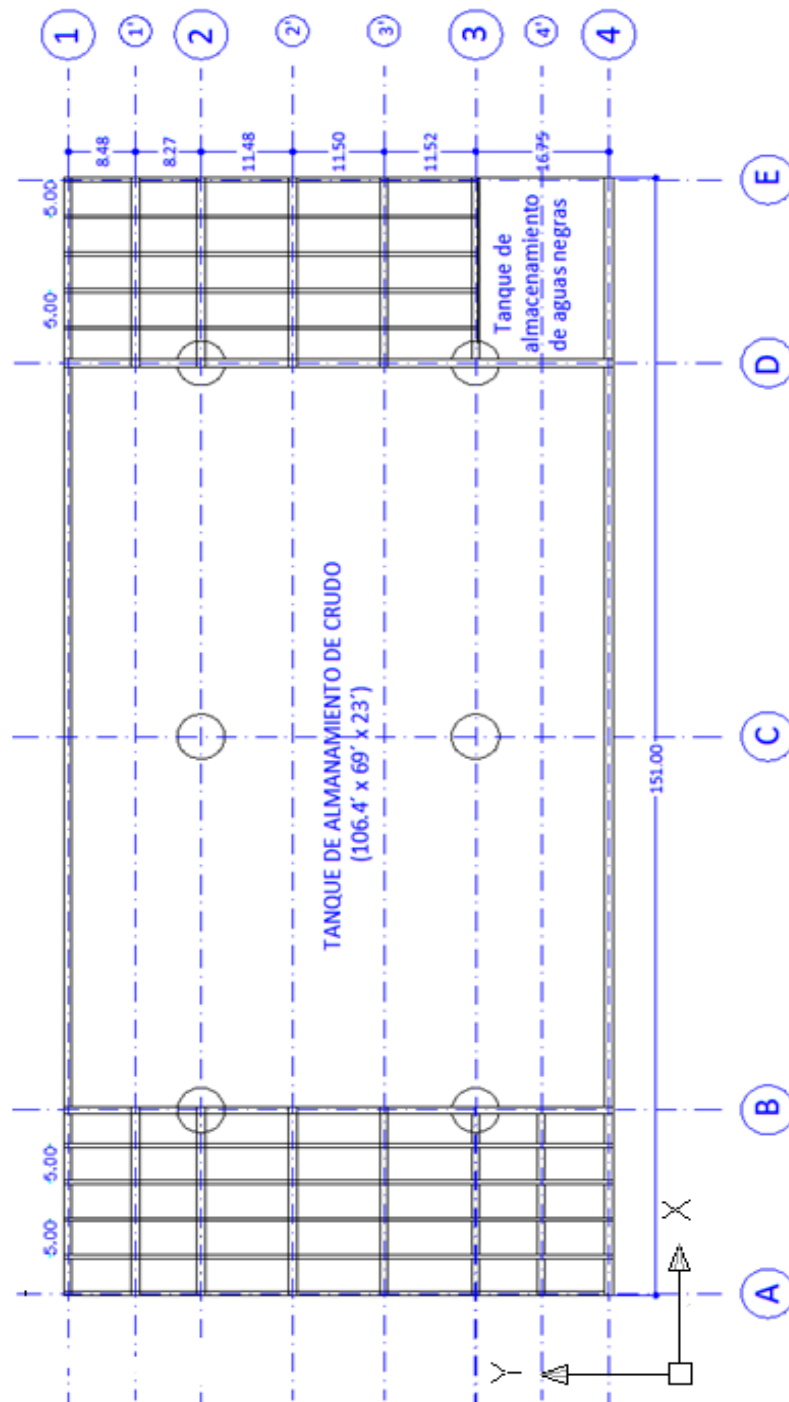
El pre dimensionamiento de las vigas y viguetas se hizo mediante el método de criterio de resistencia, que se basa en el empleo del concepto de esfuerzo; para el caso de la fuerza cortante se produce el esfuerzo cortante y para el caso del momento flector se produce el esfuerzo de flexión, estos cálculos se encuentran en el anexo D

Figura 4.7. Arreglo estructural del primer y tercer nivel de la cubierta [ft]



Fuente: Diseño Autores

Figura 4.8. Arreglo estructural del segundo nivel de la cubierta [ft]



Fuente: Diseño Autores

En resumen las secciones de las vigas y viguetas que se utilizaran sobre la cubierta para el modelamiento son:

Vigas de la cubierta sección **W36x393**.

Vigueta t-1 sección **HEBX 180**

Vigueta t-2 sección **HEBX 200**

Vigueta t-3 sección **IPEX 240**

#### **4.2.5 Pre-dimensionamiento estructural de la cubierta**

La cubierta consta de 6 piernas las cuales transfieren las fuerzas sobre estas a la estructura jacket. Normalmente las piernas de la cubierta son elementos tubulares, aunque algunas veces pueden ser cajones de acero reforzado. Para esta investigación las piernas de la cubierta tienen la misma sección transversal que las piernas de la chaqueta, con un diámetro de 6 ft y un espesor de 1 pulgada.

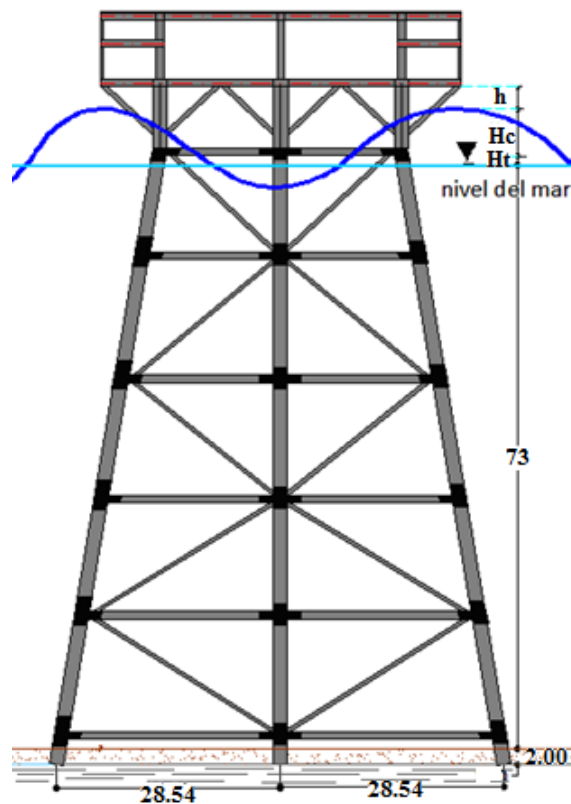
Para estimar la elevación del nivel inferior de la cubierta y la altura de sus piernas, nos basamos en las recomendaciones dadas por el API <sup>2a</sup>, el cual nos indica que la cubierta inferior debe estar por encima de la ola de diseño. La ola de diseño debe ser calculada para un periodo de retorno de 100 años. También se debe calcular la altura de la cresta de la ola en condiciones de tormenta, incluyendo la altura de la marejada en tormenta y el cambio de marea astronómica. Un margen de seguridad o espacio de aire se debe adicionar por encima de la cresta de la ola<sup>115</sup> (ver figura 4.9)

---

<sup>115</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C.3.6. p. 34-35

De acuerdo a los datos ambientales proporcionados por la empresa Chevron Texaco en la localización del Cabo de la Vela en Colombia<sup>116</sup>, (ver anexo E), tenemos que para un periodo de retorno de 100 años, la altura de la cresta de la ola es de 5.69 m, la altura máxima de la ola es de 8.95 m, la altura de marejada en eventos de tormenta es de 0.17 m y el promedio del cambio de marea astronómica es de 0.3 m.

**Figura 4.9. Modelo preliminar de la plataforma fija [m]**



Fuente: Diseño Autores

En la figura 4.8 se puede apreciar que la elevación de la cubierta con respecto al subsuelo marino es igual al tirante de agua +  $H_t$  +  $H_c$  +  $h$

<sup>116</sup> Reporte Chevron Texaco. CARIMOS- cabo de la vela. Julio 2004. p. 32

Donde,

Ht = altura de la marejada en tormenta + el cambio de marea astronómica =  
 $0.17 + 0.3 = 0.47\text{m}$ .

Hc = altura de la cresta = 5.69m.

h = espacio de aire. De acuerdo API 2ª C.3.6 se recomienda un espacio mayor a 1.5 m. En esta investigación se asume un espacio de aire de 3.65 m debido a los fuertes e inesperados cambios ambientales en los últimos años, recordando el caso de Brasil, donde en el año 2004 se registró por primera vez en la era moderna un huracán en el atlántico sur, aumentando la altura de las olas considerablemente<sup>117</sup>.

Por lo tanto, la elevación del nivel inferior de la cubierta es:

$$\text{Elevación} = 73 + 3.65 + 5.69 + 0.47 = 82.81\text{m} = 271.69\text{ ft}$$

Recordemos que la altura total de la estructura es de 77.15 m donde dos metros están por debajo del suelo marino. Por lo tanto, la altura de las piernas de la cubierta es:

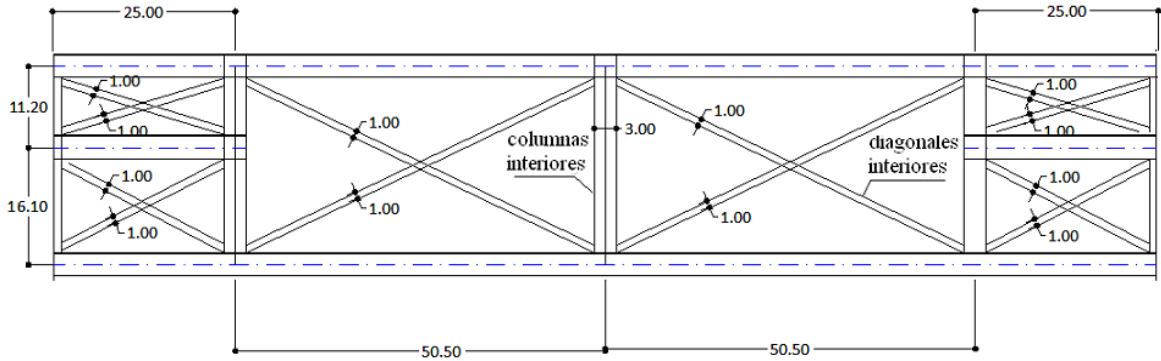
$$\text{Altura de piernas de cubierta} = 82.81 - (77.15 - 2.0) = 7.66\text{ m} (25.13\text{ ft})$$

En la figura 4.10 se puede observar la configuración estructural propuesta de la estructura de la cubierta, la cual es basada de configuraciones típicas de proyectos similares y de las recomendaciones dadas por el del API 2ª.

---

<sup>117</sup> Diversas fuentes: BBC y NASA. El huracán sin nombre: ¿huracán tropical en el atlántico sur o tormenta extra tropical de núcleo cálido? [en línea]. <http://www.meteored.com/ram/1461/el-huracn-sin-nombre/>. [citado en 20 mayo de 2009].

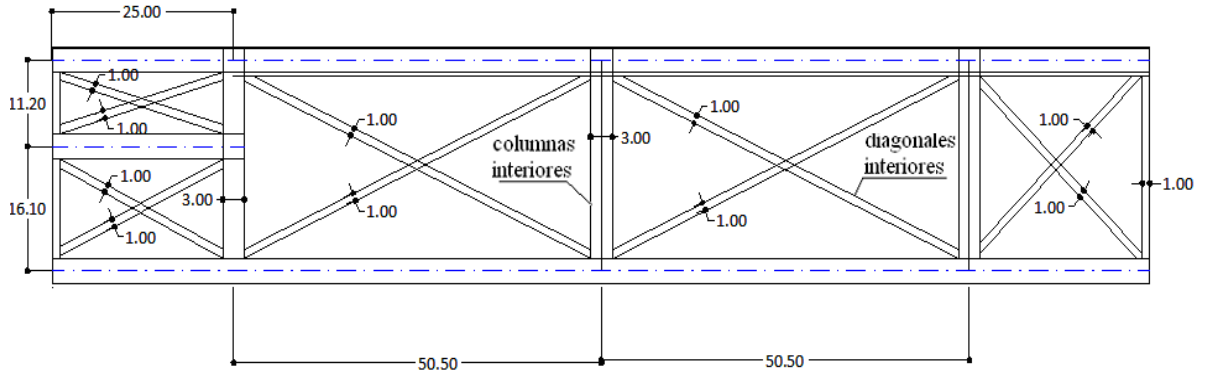
**Figura 4.10. Configuración estructural corte eje1 [ft]**



Fuente: Diseño Autores

Se asume que las columnas interiores tiene un diámetro de 3 ft con un espesor de 0.75 pulg, los elementos diagonales interiores, un diámetro de 1 Ft con un espesor de 0.5 pulg. (Ver figura 4.10 y figura 4.11)

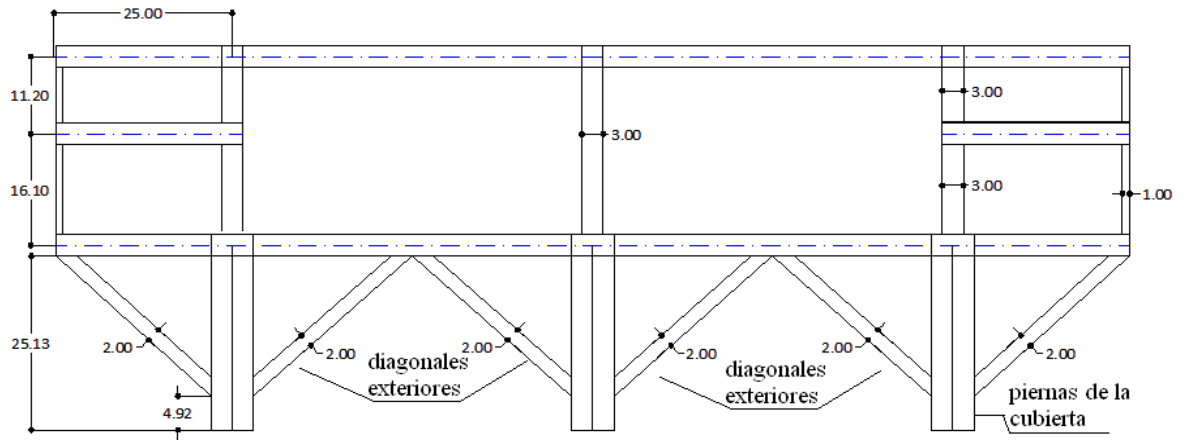
**Figura 4.10. Configuración estructural corte eje 4 en [ft]**



Fuente: Diseño Autores

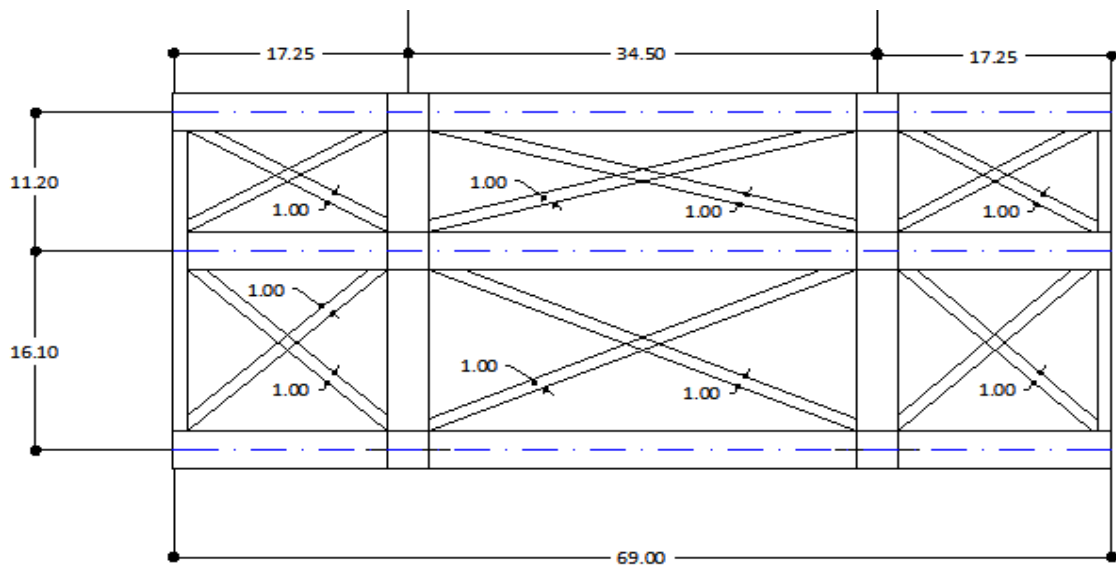
Se asume que los elementos diagonales exteriores de la cubierta tienen la misma sección transversal que los elementos diagonales de la chaqueta con un diámetro de 2 ft y un espesor de de 0.625 pulg (Ver figura 4.12)

**Figura 4.12. Configuración estructural, corte eje 2 y corte eje 3 en [ft]**



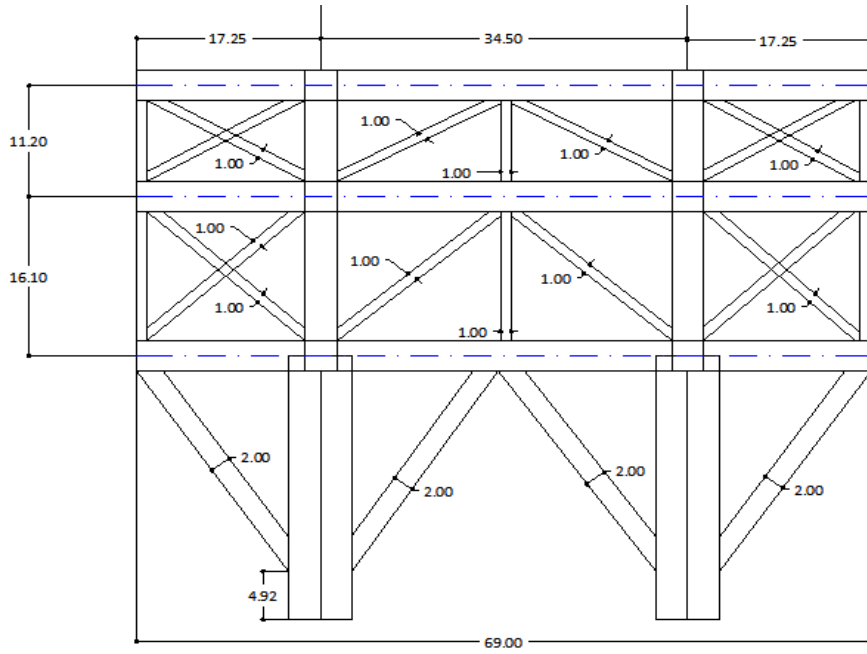
Fuente: Diseño Autores

**Figura 4.13. Configuración estructural corte eje A en [ft]**



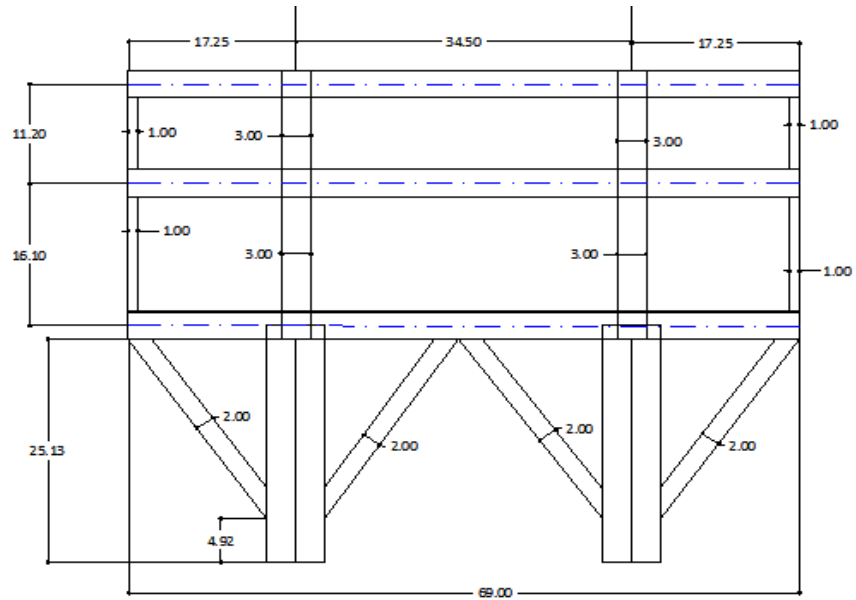
Fuente: Diseño Autores

**Figura 4.14. Configuración estructural eje B en [ft]**



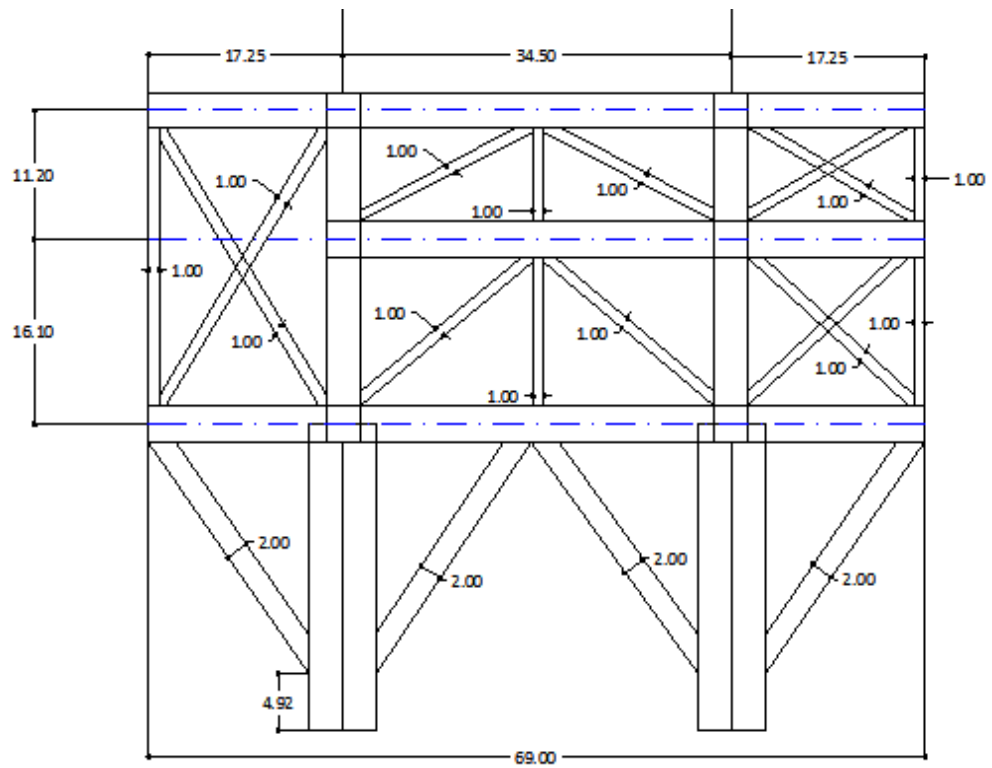
Fuente: Diseño Autores

**Figura 4.15. Configuración estructural eje C en [ft]**



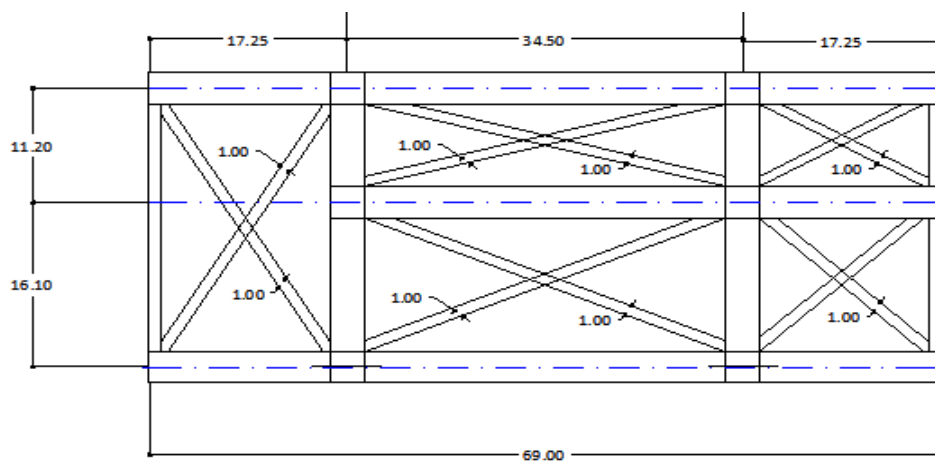
Fuente: Diseño Autores

**Figura 4.16. Configuración estructural eje D en [ft]**



Fuente: Diseño Autores

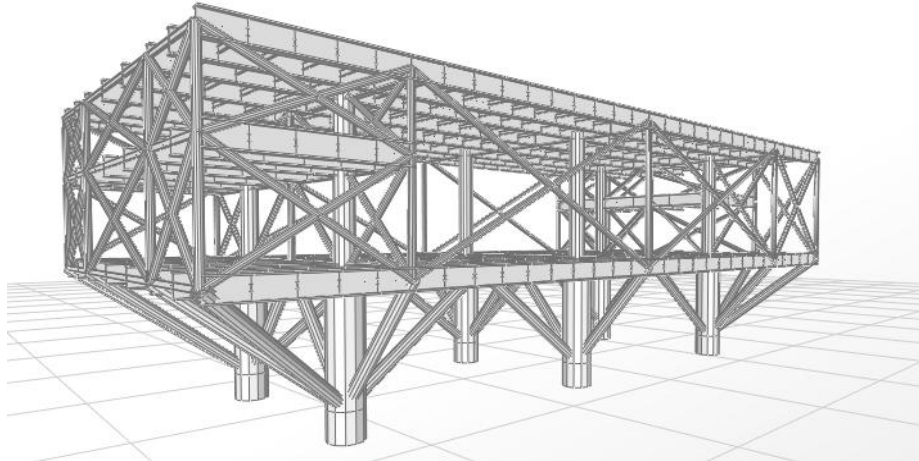
**Figura 4.17. Configuración estructural eje E en [ft]**



Fuente: Diseño Autores

Una vez pre dimensionada y definida la configuración estructural de la cubierta, se procede a modelarla con ayuda del programa Sap2000, asumiendo que la estructura Jacket es infinitamente rígida. Por lo tanto, se considera que los apoyos de la cubierta se comportan como un empotramiento. (Ver figura 4.18)

**Figura 4.18. Modelamiento de la cubierta en 3D**



Fuente: Diseño Autores

#### **4.2.6. Cargas sobre la cubierta**

El conocimiento de las cargas inducidas por el medio ambiente, además de las cargas operacionales y el peso propio de las plataformas, es de gran importancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas estructuras. Es por ello, que para esta investigación la distribución de los pesos sobre la cubierta es de gran relevancia, ya que se puede saber de manera confiable las cargas que se transmitirán a la estructura de la plataforma.

Siguiendo las recomendaciones dadas por el API 2<sup>a</sup>-LFRD sección C<sup>118</sup>, las cargas se clasifican en cargas D1, D2, L1 y L2.

---

<sup>118</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C. p. 26-27

#### 4.2.6.1. Cargas gravitacionales

**Carga muerta 1, D1:** es el peso propio de la estructura, incluyendo:

1. Peso de la estructura en el aire, más el peso propio de los pilotes, lechadas y el peso muerto de los sólidos<sup>119</sup>.
2. Peso de los equipos y otros objetos permanentemente montados sobre la plataforma, los cuales no cambian con el modo de funcionamiento<sup>69</sup>.
3. El peso del agua encerrada en la estructura, ya sea instalación permanente o temporal<sup>119</sup>.

**Carga muerta 2, D2:** es la carga impuesta a la plataforma por el peso de los equipos y otros objetos. Estas cargas pueden cambiar de un modo de operación a otra o durante este, de otra manera permanecen constantes durante largos períodos de tiempo.

La carga muerta D2 debería incluir:

1. El peso de los equipos de perforación y producción que pueden ser adicionados o removidos de la plataforma.<sup>119</sup>
2. El peso de los cuartos de alojamiento de personal, helipuerto y otros equipos de apoyo, equipos de buceo y equipos de servicios públicos que pueden ser añadidos o removidos de la plataforma<sup>119</sup>.

**Carga viva1, L<sub>1</sub>:** incluye el peso de los suministros consumibles y los fluidos en tuberías y tanques. El valor nominal de L<sub>1</sub> se calcula del peso nominal de los materiales más pesados y la mayor capacidad bajo el modo de operación considerado<sup>119</sup>.

---

<sup>119</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C. p. 26-27

**Carga viva<sup>2</sup>, L<sub>2</sub>:** es la carga de corta duración, ejercida sobre la estructura en operación, tales como el levantamiento de la cadena de perforación, levantamiento de grúas, operaciones de las máquinas, amarre de buques, colisión de buques y cargas de helicóptero. El valor nominal de la carga debe ser la causada por la capacidad máxima nominal del equipo en cuestión, y debe incluir los efectos dinámicos y de impacto<sup>120</sup>.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la clasificación que se propuso se muestra en las tablas 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7:

**Tabla 4.4. Clasificación de cargas muertas D1 sobre la cubierta**

CARDA D1				
<b>1</b>	3 Generadores de Motor Diesel y tablero de interruptores (Motor 280 HP-Gen 100 kw)	26,460 lb. 12,0 ton.	30' x 33' x 10' 9,14m x 10,06m x 3,05m	300 lb/ft <sup>2</sup> 1,5 ton/m <sup>2</sup>
<b>2</b>	Sistema y circulación de enfriamiento Bombas más los accesorios	14,850 lb. 6,73 ton.	11' x 8' x 6' 3,35m x 2,44m x 1,83m	225 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
<b>3</b>	Dos plantas de destilación, bombas, Metro más los accesorios	9,950 lb. 4,51 ton.	23' x 10' x 11' 7,01m x 3,05m x 3,35m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
<b>4</b>	Sistema de bombeo para transferencia del petróleo crudo, 2 bombas y accesorios	10,760,4 lb. 4,88 ton.	23' x 22,5' 7,01m x 6,86m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>
<b>5</b>	Sistema de seguridad contra incendios, Bombas y accesorios.	16,520,40 lb. 7,49 ton.	22' x 23' 6,71m x 7,01m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>

Fuente: Diseño Autores

<sup>120</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C. p. 26-27

**Tabla 4.5. Clasificación de cargas muertas D2 sobre la cubierta**

CARGAS D2				
<b>6</b>	Habitaciones, equipo de trabajo, tienda, sala de control, Herramienta Casa, Etc.	225,000 lb. 102,4 ton.	69' x 38,5' 21,03 m x 11,73 m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
<b>7</b>	Separadores horizontales: 1r Etapa	82,000 lb (37,19 toneladas)	(3,05m x 8,53m) 10' x 28''10'	370 lb/ft <sup>2</sup> 1,81 ton/m <sup>2</sup>
<b>8</b>	Separadores horizontales: 2da Etapa	32,000 lb (14,51 toneladas)	10' x 28''10' (3,05m x 8,53m)	270 (1,32 ton/m <sup>2</sup> )
<b>9</b>	Separadores horizontales: 3ra Etapa	13,000 lb (5,90 toneladas)	10' x 28''10' (3,05m x 8,53m)	250 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )
<b>10</b>	Desidratador de Petroleo	68,000 lb (30,84)	15' x 60'8.20" (4,57m x 18.29m)	360 (1,76 ton/m <sup>2</sup> )
<b>11</b>	Compresores del gas (2 unidades) 1r Etapa	2 x (175,000) lb 2 x (79,37)	38' x 18' x 14' (11,58m x 5,18m x 4,26m)	450 (2,20 ton/m <sup>2</sup> )
<b>12</b>	Gas Sweetening: Amine Absorber	2,200 lb (9,98 toneladas)	30" OD x 42' Tower	350 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )
<b>13</b>	Generador de Amina	42,600 lb (19,32 toneladas)	39' x 45''10' (11,89m x 13,72m)	220 (1,08 ton/m <sup>2</sup> )
<b>14</b>	Sistema de deshidratación ABS glycol	9,500 lb (4,31 toneladas)	30" OD x 24' Tower (Amortiguador de 8	300 (1,47 ton/m <sup>2</sup> )
<b>15</b>	Separador integral (still colum)	2,000 lb (0,907 toneladas)	30" OD x 47' (Amortiguador de 8 bandejas)	300 (1,47 ton/m <sup>2</sup> )
<b>16</b>	Líneas del flujo 2" OD Longitud: 2500 pies 3" OD Longitud: 3500 pies	2,32 toneladas 4,89 toneladas	Longitud: 1000' (304,8 m) Longitud: 1000' (304,8	..... --
<b>17</b>	Colectores 28 2" laterales 32 3" laterales	2,100 lb (9,52) 4,3840 lb (19,88 toneladas)	11' x 6' *11' (3,35m x 1,83m) 11' x 5' *11' (3,35 x 1,52m)	535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> ) 535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> )
<b>18</b>	Unidad de LACT	7,500 lb (3,40 toneladas)	24' x 10' x 14' (7,32m x 3,66m x 4,27m)	250 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )

Fuente: Diseño Autores

**Tabla 4.6. Clasificación de cargas vivas L1 sobre la cubierta**

CARGAS L1				
19	Tanque de almacenamiento de petróleo ( forma rectangular. Ahorro de espacio)	9,116,657.28 lb. 4,134.54 ton.	106.4' x 69' x 23' 32.43m x 21.03m x 7.01m	1,241.78 lb/ft <sup>2</sup> 6,07 ton/m <sup>2</sup>
20	Tanque de Almacenamiento Y 2 Bombas de aceite de Lubricante Densidad: 0,85	23,430,79 lb. 10,63 ton.	12' x 9' x 4' 3,66m x 2,74m x 1,22m	650 lb/ft <sup>2</sup> 3,18 ton/m <sup>2</sup>
21	Sistema de agua dulce, 2 bombas, tanque más los accesorios	54,434,30 lb. 24,69 ton.	12' x 8' x 9' 3,66m x 2,44m x 2,74m	756,03 lb/ft <sup>2</sup> 3,7 ton/m <sup>2</sup>
22	Tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipo del tratamiento, etc.	532,269,4 lb. 241,39 ton.	23' x 19,6' x 17' 7,01m x 5,97m x 5,18m	1,473,63 lb/ft <sup>2</sup> 7,2 ton/m <sup>2</sup>
23	Almacenamiento de Gas natural, tanques de presión y Accesorios.	1,517,745,60 lb. 688,32 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft <sup>2</sup> 3,42 ton/m <sup>2</sup>
24	Gas natural Almacenado para el consumo diario	85,120,62 lb. 38,60 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft <sup>2</sup> 3,42 ton/m <sup>2</sup>

Fuente: Diseño Autores

**Tabla 4.7. Clasificación de cargas vivas L2 sobre la cubierta**

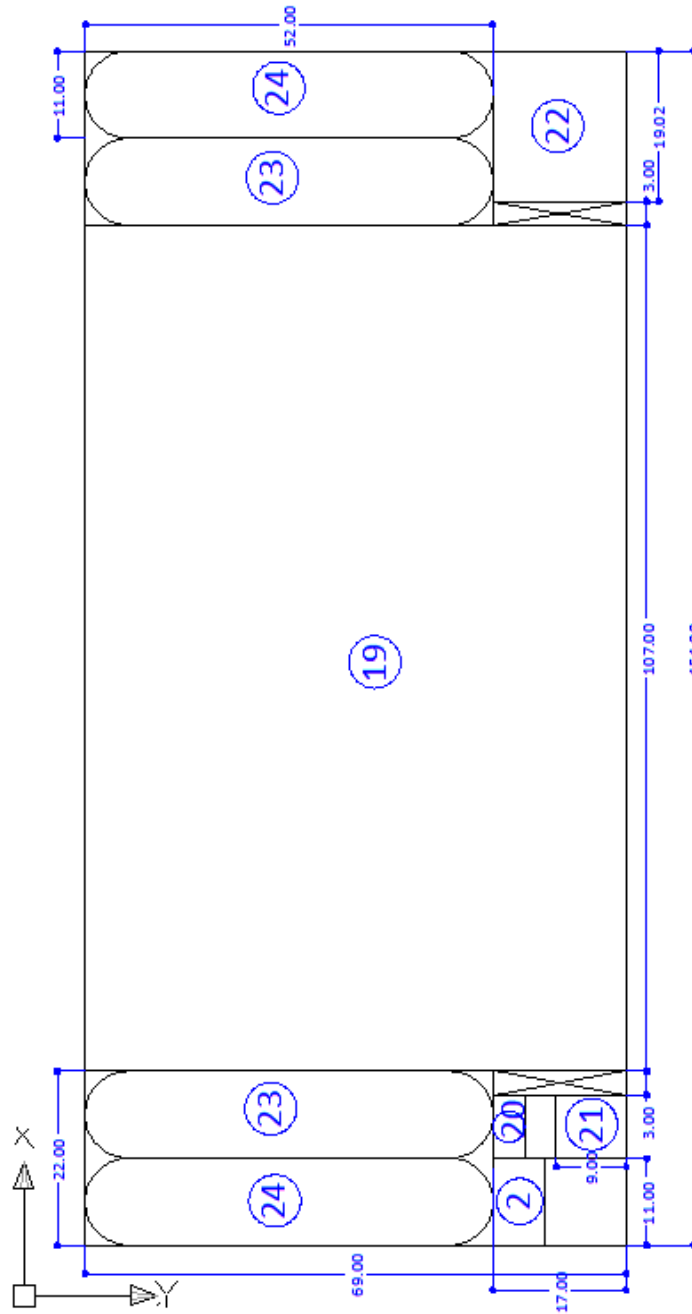
CARGAS L2				
25	LEVANTAMIENTO DE GRUA	_____	_____	12.8 ton
26	CARGA DEL ELICOPTERO	_____	_____	2.26 ton

Fuente: Diseño Autores

Como se puede observar cada equipo e instalación de la plataforma tiene un número que lo identifica. Este número indica el área específica que ocupa y a cual tipo de carga pertenece, ya sea carga muerta D1, carga muerta D2, carga viva L1 o carga viva L2.

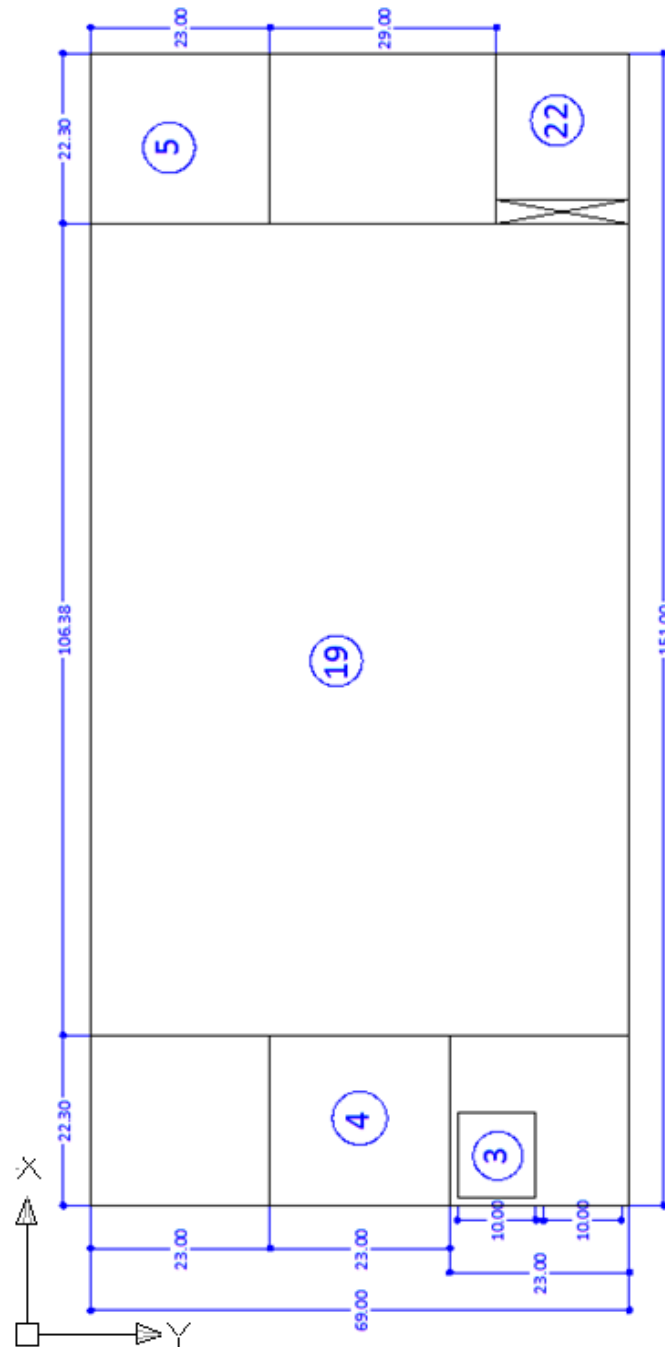
De acuerdo a la clasificación propuesta, en las figuras 4.19, 4.20 y 4.21 se muestra la distribución de los equipos y accesorios sobre la cubierta.

Figura 4.19. Distribución de equipos y accesorios en la cubierta inferior [ft]



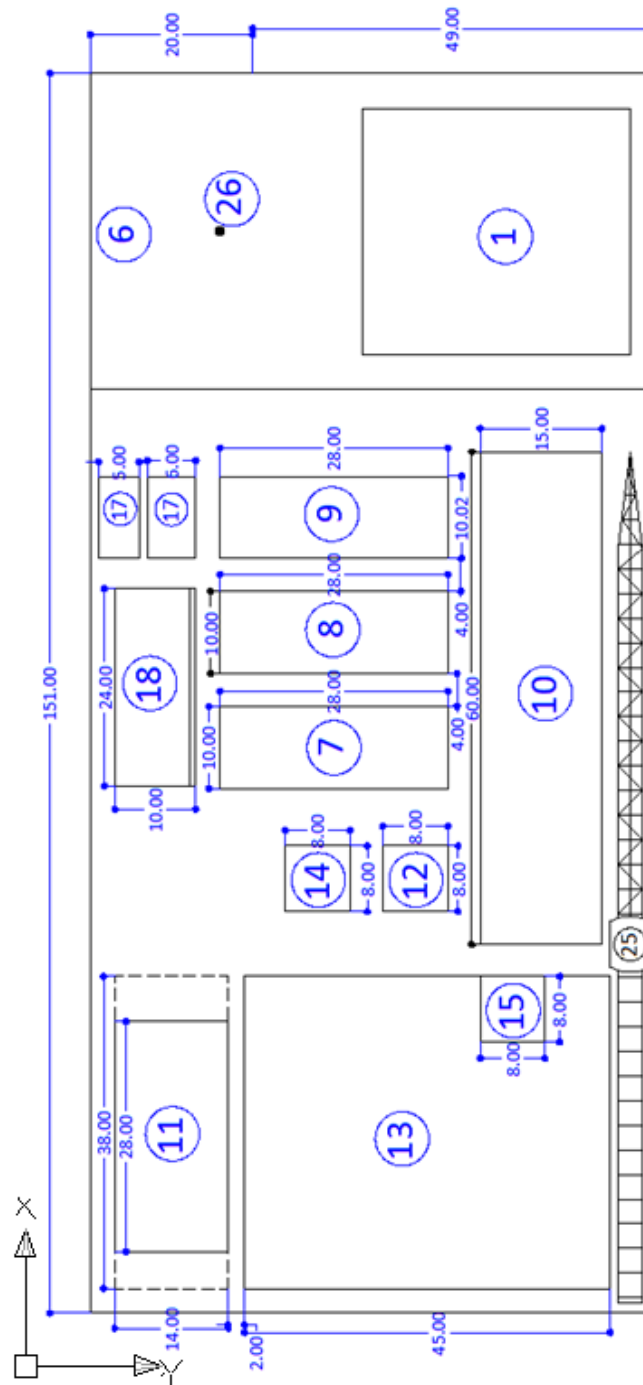
Fuente: D' ALESSANDRIA., Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Capitulo 5, p. 131-138.

Figura 4.20. Distribución de equipos y accesorios en el segundo nivel de la cubierta [ft]



Fuente: D' ALESSANDRIA., Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Capitulo 5, p. 131-138.

Figura 4.21. Distribución de equipos y accesorios en la cubierta superior [ft]

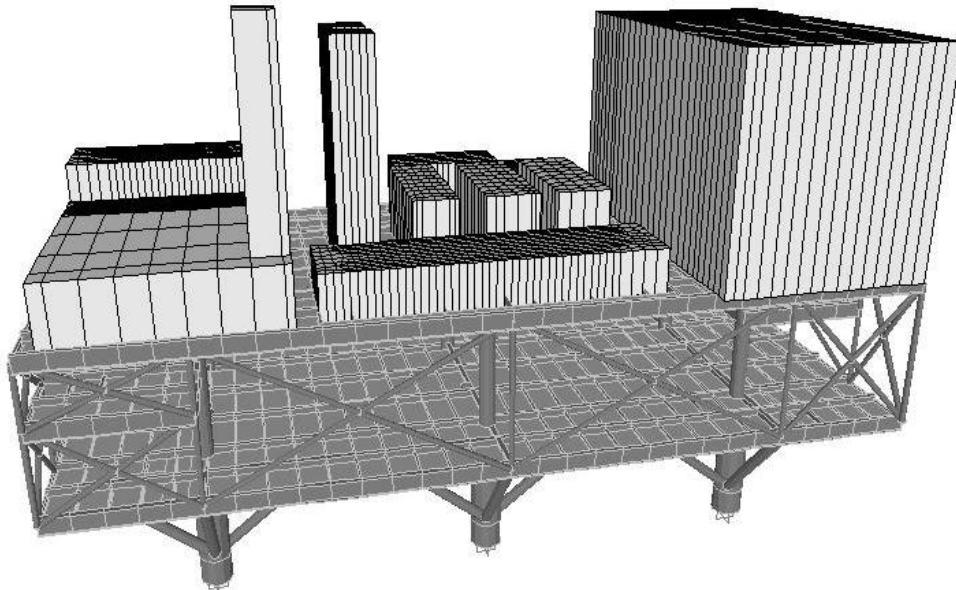


Fuente: D' ALESSANDRIA., Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Capitulo 5, p. 131-138.

Para el modelamiento de la cubierta con cargas gravitacionales, se asumen las siguientes condiciones:

- Los equipos de la cubierta son cubos que transmiten su peso en un área específica. (ver figura 4.22)
- Los efectos por vibración se encuentran incluidos en los pesos de los equipos, como un 30% más, del peso real del equipo en cuestión.
- Los tanques de almacenaje están en su máxima capacidad de operación
- Las cargas vivas L2 son cargas puntuales sobre la cubierta.
- No se tendrá en cuenta las fuerzas ejercidas por amarre de buques.
- La plataforma se encuentra en operación.

**Figura 4.22. Modelo estructural de la cubierta con equipos mecánicos**



Fuente: Diseño Autores

Los materiales utilizados para el modelamiento de la cubierta se asumen de la siguiente forma:

### Piernas

ASTM A500 grado B, Group II, material Clase B

$F_y = 42$  ksi. Recomendado para piernas a bajas temperaturas<sup>121</sup>.

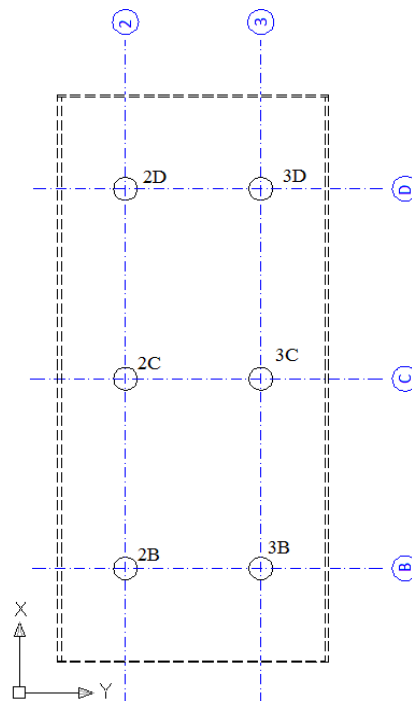
### Vigas

ASTM A572 grado 42, Group II, material Clase C

$F_y = 42$  ksi, Recomendado para vigas de la cubierta a bajas temperaturas<sup>121</sup>.

El sistema de convenciones para cada pierna de la cubierta se puede apreciar en la figura 4.23

**Figura 4.23. Sistema de convenciones en lo apoyos de la cubierta**



Diseño: Autores

<sup>121</sup>. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003.

#### 4.2.7. Resultados de la cubierta

Teniendo en cuenta todas las condiciones de borde planteadas anteriormente, los resultados que se obtuvieron fueron los siguientes:

**Tabla 4.8. Resultados en los apoyos por carga muerta**

carga muerta D1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	-40.286	-19.286	250.659	5.60E-02	-17.489	160.674	36.965	-22.719	312.812
momento [ton*m]	19.139	-41.06	0.206	18.255	-0.673	0.182	16.264	36.289	0.123
	apoyo 3D			X	Y	Z	X	Y	Z
	X	Y	Z						
fuerza [ton]	-35.21	17.519	237.454	-1.75	18.848	158.318	40.224	23.127	278.921
momento [ton*m]	-17.905	-36.229	0.191	-22.168	-3.214	9.95E-02	-20.64	38.687	4.76E-02
carga muerta D2									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	-13.526	-8.505	143.942	0.386	-13.329	146.078	17.871	-10.796	158.301
momento [ton*m]	10.594	-13.757	0.229	15.742	0.786	0.177	11.2	18.755	9.08E-02
	apoyo 2D			X	Y	Z	X	Y	Z
	X	Y	Z						
fuerza [ton]	-22.522	11.427	174.424	-1.032	10.786	102.643	18.823	10.417	153.897
momento [ton*m]	-10.256	-23.91	0.183	-11.837	-1.811	0.181	-11.465	19.024	2.02E-01

Fuente: Diseño Autores

**Tabla 4.9. Resultados en los apoyos por carga viva**

carga viva L1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	51.943	22.121	679.36	-16.509	24.188	981.138	-3.185	-14.557	853.097
momento [ton*m]	-23.364	55.083	2.126	-28.834	-26.695	1.791	-47.461	-19.442	-1.661
	apoyo 2D			X	Y	Z	X	Y	Z
	X	Y	Z						
fuerza [ton]	22.422	-11.773	754.619	-14.384	-22.577	981.485	-40.287	2.598	776.08
momento [ton*m]	18.41	19.767	-1.085	25.306	-26.98	1.91E-01	51.084	-62.355	2.88E+00
carga viva L2									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	-0.155	-0.527	8.443	-0.215	-1.749	5.454	2.60E-03	0.252	0.224
momento [ton*m]	-0.396	-0.245	-4.25E-02	1.206	-0.313	-4.96E-02	-0.664	-9.18E-02	-5.09E-02
	apoyo 2D			X	Y	Z	X	Y	Z
	X	Y	Z						
fuerza [ton]	2.82E-02	0.958	-0.27	0.136	0.647	-0.783	0.187	0.44	-0.248
momento [ton*m]	-2.006	0.131	-5.75E-02	-1.373	0.241	-4.83E-02	-0.869	0.291	-4.74E-02

Fuente: Diseño Autores

**Tabla 4.10. Resultados en los apoyos por combinación D1+D2+L1+L2**

<b>Combinación D1-D2-L1-L2</b>									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	-2.103	-6.241	1082.712	-16.268	-8.438	1293.583	51.702	-47.847	1324.735
momento [ton*m]	6.018	-5.75E-02	2.512	6.432	-26.873	2.101	-20.638	35.579	-1.488
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
fuerza [ton]	-35.349	18.154	1166.56	-17.011	7.764	1241.905	19.029	36.608	1208.961
momento [ton*m]	-26.12	-63.135	-0.718	-10.132	-31.732	0.426	18.101	-4.242	3.08
<b>peso total de</b>	<b>7318.456 Ton</b>								

Fuente: Diseño Autores

Como se observa en la tabla 4.10 el peso total de la cubierta es de 7318.456 Ton

De acuerdo con los chequeos de la viga y la pierna crítica de la cubierta realizados en el anexo D.2, se encuentra que estos elementos cumplen con las especificaciones planteadas.

## 5. ANALISIS DE CARGAS SOBRE LA PLATAFORMA

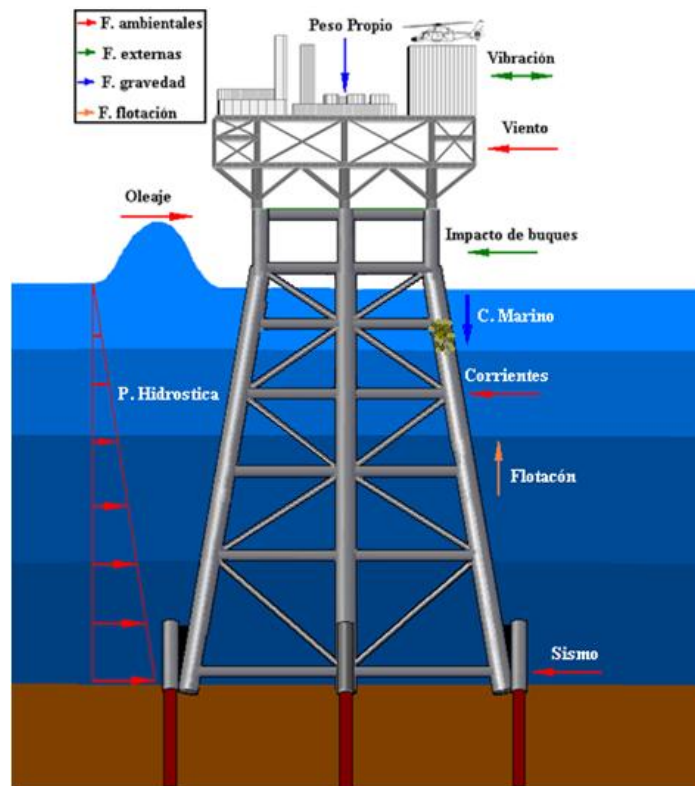
El mejoramiento exitoso de nuevos sistemas de explotación de crudo costa fuera no solo se ha basado en los avances tecnológicos, sino también en el estado del conocimiento del medio ambiente marino.

El conocimiento de las cargas ambientales, externas y de peso propio de la plataforma son esenciales para realizar un modelamiento que se acerque a la realidad, con el fin que las posibles condiciones extremas, no afecten las operaciones de la plataforma. Es por ello, que se debe consultar a los organismos encargados de suministrar los datos meteorológicos y oceanográficos de la zona donde se ubicará la plataforma.

El modelo generado requiere una serie de datos operacionales y medioambientales que deben ser analizados con criterios matemáticos y estadísticos para conocer las condiciones ambientales normales y extremas de la zona de interés. Las condiciones ambientales normales son necesarias para las operaciones rutinarias de la plataforma y en el momento de instalación. Las condiciones ambientales extremas son importantes en el diseño, para que la estructura pueda soportar las condiciones que le imponga la naturaleza en un evento extremo. Por lo tanto, es necesario contar con una fuente confiable para el suministro de los datos históricos de las condiciones ambientales de la zona específica.

Algunas de las principales cargas que debe soportar una plataforma durante su vida útil son las mostradas en la figura 5.1.

**Figura 5.1. Cargas sobre la plataforma**



Fuente: Diseño autores

**Cargas ambientales:** son las cargas impuesta por la naturaleza debido a las condiciones ambientales de la zona de interés (vientos, oleaje, corrientes marinas, presión hidrostática, sismo etc.)

**Cargas externas:** son las cargas producidas por factores diferentes a los ambientales, que ocurren en el transcurso de la vida útil de la plataforma, relevantes en el diseño (colisiones con buques, vibraciones, etc.)

**Cargas por gravedad:** estas se deben al peso mismo de la estructura y a las cargas que debe soportar constantemente, las cuales son necesarias para la operación de la plataforma (peso de los equipos, peso de todos los elementos estructurales, personal, suministros etc.)

**Fuerza de flotación:** es una fuerza opuesta a la gravedad y es debida a que todos los elementos sumergidos están completamente sellados, lo cual genera un empuje igual al cuerpo de agua desplazado.

A continuación se definen y determinan las principales cargas ambientales, externas y de flotación que debe soportar la estructura.

## 5.1 CRECIMIENTO MARINO

Hace referencia a una capa de plantas, animales y bacterias que se genera en la superficie de elementos sumergidos o parcialmente sumergidos. (Ver figura 5.2).

Se deben tener en cuenta el aumento de los diámetros y masas de los elementos para el diseño de la estructura de la plataforma, a menos que exista un plan de limpieza regular que evite su crecimiento. La rugosidad debe tenerse en cuenta para determinar los coeficientes de la ecuación de Morison en el cálculo de la fuerza de la ola<sup>122, 123</sup>

**Figura 5.2. Crecimiento marino en plataforma**



Fuente: <http://www.buceo21.com/>

---

<sup>122</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A, p. 3

<sup>123</sup> VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 2, p. 67-68

Algunas de las principales consecuencias de esta acumulación son:

- ✓ Aumento del coeficiente de arrastre debido a la rugosidad, que ocasiona un incremento en la fuerza de la ola sobre los miembros de la estructura<sup>124</sup>.
- ✓ Incremento de las áreas de los elementos expuestos a las fuerzas ambientales, acortando la vida útil de la plataforma, como consecuencia del aumento de los esfuerzos por fatiga<sup>124</sup>.
- ✓ Aumento del peso muerto de la estructura, que se debe considerar al momento de calcular la fuerza sísmica y las cargas transmitidas a la cimentación<sup>124</sup>.

El espesor de los ecosistemas marinos en general, disminuye su crecimiento con la profundidad. Estos pueden llegar a crecer hasta 30 cm de espesor en las zonas superficiales y se reducen por debajo de 5 cm de espesor en las zonas más profundas<sup>124, 125</sup>.

Para el diseño de una plataforma costa afuera se deben realizar estudios para generar un perfil de crecimiento marítimo que especifique la variación del grosor medio con la profundidad durante su vida útil.

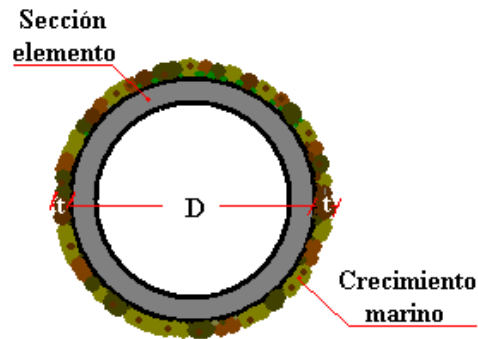
En el análisis sísmico se debe aumentar las dimensiones de la sección de los elementos para simular el crecimiento marino. El diámetro efectivo de los elementos es  $D = D + 2t$  (ver figura 5.3), donde  $D$  es el diámetro externo de la sección del elemento y  $t$  es el grosor de crecimiento medio, que será obtenido por medidas circunferencial tomando de 25 mm a 100 mm.

---

<sup>124</sup> VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 2, p. 67-68

<sup>125</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 40

**Figura 5.3. Espesor del crecimiento marino**



Fuente: Diseño autores

Según las recomendaciones dadas en la norma API LFRD si no existen estudios específicos que determinen un valor de grosor de crecimiento marino con respecto a la profundidad, se debe tomar 38 mm hasta una profundidad de 46 m, Los miembros estructurales pueden ser considerados hidrodinámicamente lisos si ellos están por debajo de los 46 m de profundidad donde el crecimiento marítimo puede ser ligero.

De acuerdo con lo anterior se deben tomar los siguientes diámetros efectivos:

### **Piernas principales**

$\emptyset$  limpio = 6ft \* 0.3048m = 1.8288m → De 46m hasta el lecho marino

$\emptyset$  C. marino = 1.8288m + 2 \* 0.038m = 1.9048m → Hasta 46m

### **Elementos horizontales**

$\emptyset$  limpio = 2.5ft \* 0.3048m = 0.762m → De 46m hasta el lecho marino

$\emptyset$  C. marino = 0.762m + 2 \* 0.038m = 0.838m → Hasta 46m

### **Elementos diagonales**

$\emptyset$  limpio = 1.5ft \* 0.3048m = 0.4572m → De 46m hasta el lecho marino

$\emptyset$  C. marino = 0.457m + 2 \* 0.038m = 0.533m → Hasta 46m

## 5.2 OLEAJE

Las olas son uno de los factores medioambientales más relevantes en el diseño de una plataforma marina. Son conducidas principalmente por los vientos y pueden variar en forma, altura y longitud. Además pueden interactuar con la plataforma en una o más direcciones simultáneamente. Por estas razones, la intensidad y la distribución de las fuerzas aplicadas por olas es difícil de determinar.<sup>126, 127</sup> El diseño de cualquier obra marítima, así como su proceso constructivo, requiere la correcta caracterización de las acciones hidrodinámicas actuantes, a menudo expresadas en términos de altura de ola, periodo y dirección. Por ello, el resultado final del diseño y ejecución depende en gran medida de lo precisas que sean las estimaciones<sup>128</sup>.

En las plataformas tubulares tipo jacket se generan momentos de volteo por las cargas de oleaje que se transmiten a los pilotes en cargas axiales, de tensión y de compresión.

Para esta investigación se trabajaron con los datos proporcionados por CARIMOS en un informe presentado a CHEVRONTEXACO. (Ver anexo E)

---

<sup>126</sup> EL OCÉANO. José Daniel Pabón. Paula Judith Rojas. José Édgar Montealegre. Kim Robertson. Jorge Luis Ceballos. Néstor Martínez. Eunice Nández.p.195

<sup>127</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A, p. 3

<sup>128</sup> CARACTERIZACIÓN DEL OLEAJE. Ingeniería marítima p. 1

Los valores extremos de las olas para diferentes periodos de retorno en la zona de ubicación de la plataforma son:

**Tabla 5.1. Parámetros de la ola a diferentes periodos de retorno (m, s)**

RETURN PERIOD (YEARS)	PARAMETERS			
	HS	PEAK PERIOD	HMAX	HCREST
5	2.50	8.35	4.83	2.90
25	3.59	8.90	6.47	3.90
50	4.29	9.97	7.78	4.86
100	4.93	10.89	8.95	5.69
200	5.55	11.74	10.06	6.47
1000	6.93	13.52	12.58	8.22

Fuente: CARIMOS-Offshore Cabo de la vela, CHEVRONTEXACO, JULY 2004

### 5.2.1 Análisis estático de Ola

La serie de pasos para el cálculo estático de las fuerzas de oleaje sobre una plataforma fija que recomienda la norma API se muestran en la figura 5.4. El procedimiento para una determinada dirección de ola, se inicia con la especificación de la altura de diseño de la ola asociadas a su período, la profundidad del agua en tormenta, y el perfil de las corrientes<sup>129</sup>.

El cálculo de las fuerzas de oleaje se puede realizar mediante los siguientes pasos:

- Se determina el periodo aparente de la ola considerando el efecto Doppler de la corriente sobre la ola<sup>129</sup>.
- Se determina la cinemática de la ola en dos dimensiones mediante una teoría apropiada, en la que se tendrá en cuenta la altura, profundidad del agua en tormenta y el periodo aparente<sup>129</sup>.

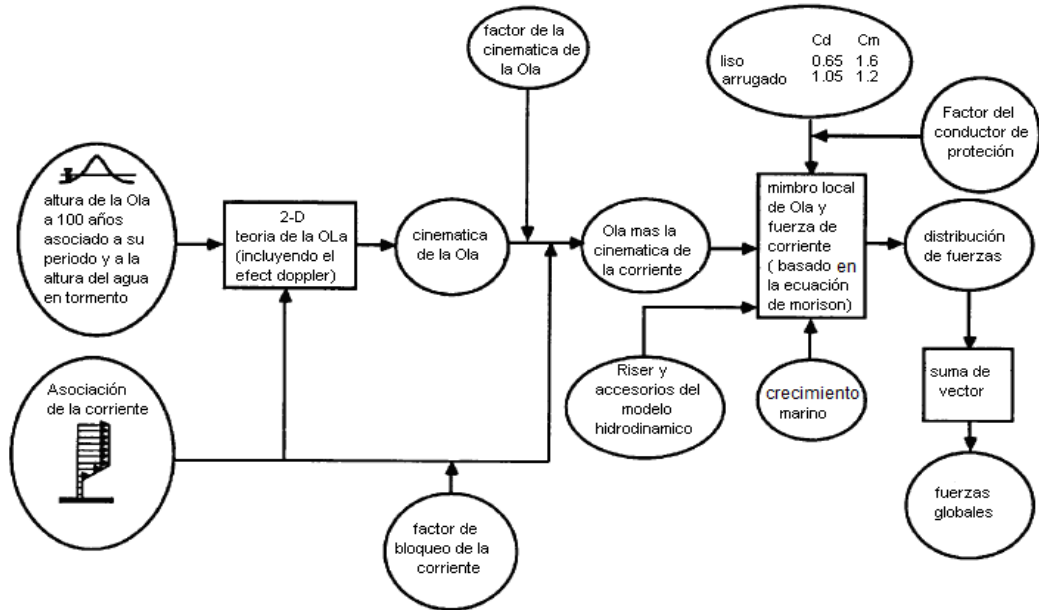
<sup>129</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 26-33

- Se precisa el componente horizontal de la ola inducida. Particularmente las velocidades y las aceleraciones son reducidos por el factor de cinemática, el cual considera primordialmente la dirección y propagación de la ola<sup>130</sup>.
- Se determina el perfil de la corriente local, multiplicando el perfil de la corriente específica por el factor de bloqueo<sup>130</sup>.
- El perfil de la corriente local es combinado vectorialmente con la cinemática de la ola para determinar la velocidad y aceleración del fluido incidente que será utilizado en la ecuación de Morison<sup>130</sup>.
- Se aumentan los espesores de los miembros para considerar el crecimiento marino<sup>130</sup>.
- Se determinan los coeficientes de las fuerzas de arrastre y de inercia como función de los parámetros de corriente y de ola<sup>130</sup>.
- Se calculan las fuerzas locales de ola/corriente para todos los miembros de la plataforma (conductores, risers e instalaciones) utilizando la ecuación de Morison<sup>130</sup>.
- Por último se calcula la fuerza global como el vector de la suma de todas las fuerzas locales<sup>130</sup>.

---

<sup>130</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 26-33

**Figura 5.4. Procedimiento para calcular la Ola y las fuerzas de corriente para un análisis estático**



Fuente: Norma API 2A-LRFD sección C

A continuación seguiremos el procedimiento anterior para el cálculo de la fuerza de ola recomendado en la norma API.

### 5.2.2 Periodo aparente de la ola:

Una corriente en la dirección de ola, tiende a estirar la longitud de esta, mientras que una corriente en dirección opuesta tiende a acortar la ola, por el simple caso de propagación de una ola sobre una corriente lineal. El período aparente de la ola visto por un observador en movimiento con la corriente, puede ser estimado a partir de la figura 5.5, en el que  $T$  es el período de la ola (visto por un observador estacionario),  $V_1$  es la componente de la velocidad de la corriente (para nuestro caso 1 nudo) en dirección de la ola,  $d$  es la profundidad del agua en tormenta (incluyendo la marejada y la marea=73.47 m), y  $g$  es la aceleración de la gravedad ( $9.81 \frac{m}{s^2}$ ). Esta cifra proporciona estimaciones para  $d/gT^2 > 0,01$ . Para valores pequeños de  $d/gT^2$ , la ecuación  $(T_{app}/T) = 1 + V_1/\sqrt{g * d}$  puede ser utilizada

aunque es estrictamente aplicable a una corriente uniforme en toda la profundidad del agua. La figura 5.5 proporciona las estimaciones de  $T_{app}$  aceptable para perfiles de corrientes que sean uniformes y superiores de 50 m (164 pies) o más de columna de agua. Para otros perfiles de corriente se necesita un sistema de ecuaciones simultáneas no lineales, que deben resolverse iterativamente para determinar el  $T_{app}$ .<sup>131</sup>

Por lo tanto

$$\frac{d}{g * T^2} = \frac{73.47m}{9.81 \frac{m}{s^2} * (10.89s)^2} = 0.063$$

Este valor se encuentra en un rango entre 0.04 y 0.1, por lo tanto se utiliza la función con la convención del rombo (ver figura 5.5). Luego se asume que la ola está en la misma dirección de la corriente, por lo que la componente de la velocidad de la corriente es del 100% de la total (0.5144m/s =1 nudo).

Entonces

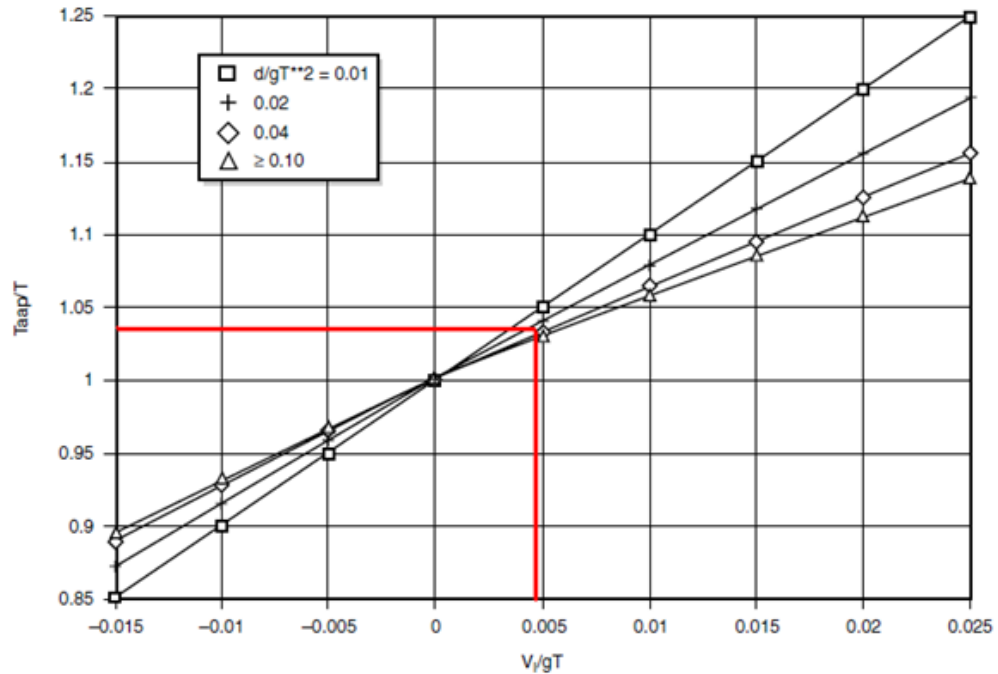
$$\frac{v_l}{g * T^2} = \frac{0.5144m/s}{9.81 * 10.89^2} = 0.0048$$

Con estos parámetros se ingresa a la figura 5.5 para calcular el periodo aparente.

---

<sup>131</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 27

**Figura 5.5. Variación Doppler de acuerdo a una corriente continuá**



Fuente: norma API 2A-LRFD

Por lo tanto

$$\frac{T_{app}}{T} \approx 1.04 \rightarrow T_{app} = 1.04 * 10.89s = 11.33 s$$

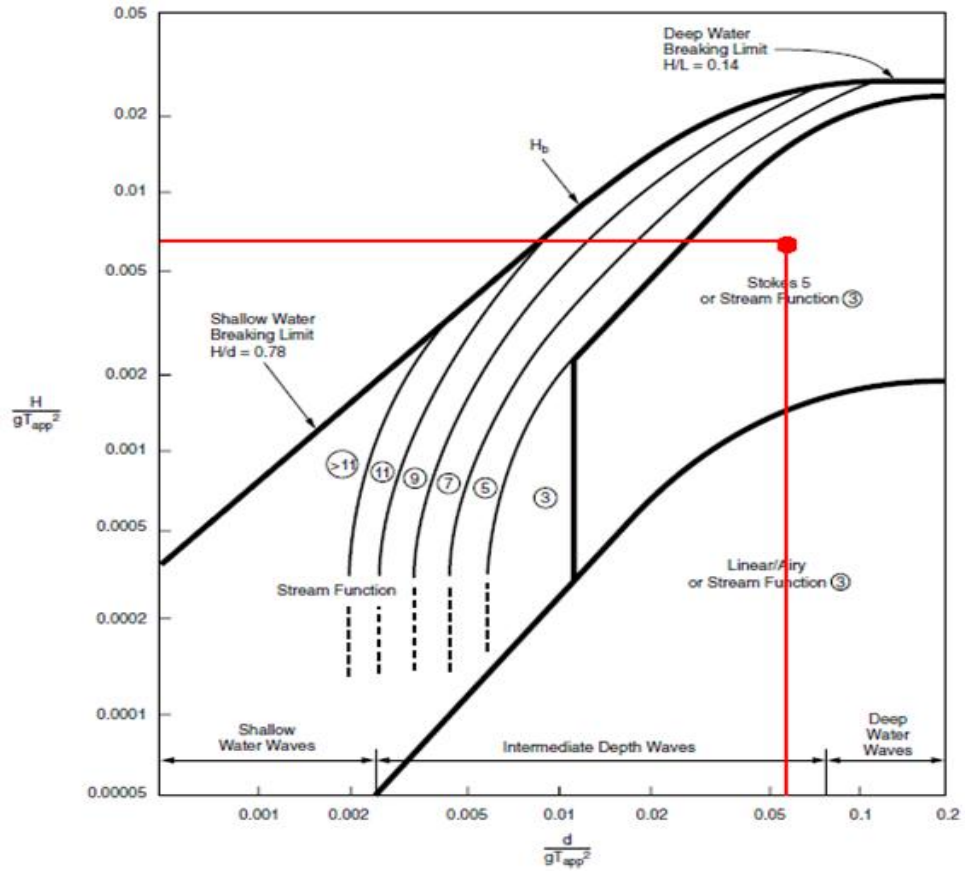
### 5.2.3 Cinemática de la Ola en dos dimensiones.

Para el periodo aparente de la ola,  $T_{app}$ , la altura específica de la ola,  $H$ , la profundidad del agua en tormenta,  $d$ , la cinemática de la ola regular en dos dimensiones puede ser calculada utilizando la teoría de ola más apropiada.

La Figura 5.6 muestra las regiones de aplicabilidad de diferentes teorías en el plano  $H/gT_{app}^2$ ,  $d/gT_{app}^2$ <sup>132</sup>

<sup>132</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 30

Figura 5.6. Área de aplicación de las funciones stream, stokes V y teoría lineal



Fuente: Atkins, 1990; modificado por la norma API 2A-LRFD

Donde:

$$\frac{d}{g * T_{app}^2} = \frac{73.47m}{\frac{9.81m}{s^2} * (11.33s)^2} = 0.058$$

$$\frac{H}{g * T_{app}^2} = \frac{8.95m}{\frac{9.81m}{s^2} * (11.33s)^2} = 0.0071$$

Por lo tanto, en esta investigación la teoría apropiada es la no lineal de Stokes 5<sup>to</sup> orden (ver figura 5.6).

Esta teoría consta de cinco componentes en forma de serie, cada componente por lo general de un orden de magnitud más pequeña que la anterior en la sucesión. Las frecuencias de los componentes más altos son múltiplos de la frecuencia de la onda fundamental<sup>133</sup>. La tabla 5.2 es un resumen de las ecuaciones para calcular los parámetros de las olas con la teoría de Stokes de de 5<sup>to</sup> orden de aproximación. Estos parámetros se calcularán con la ayuda software Sap2000<sup>134</sup>

**Tabla 5.2. Formulas para la teoría de Stokes de 5<sup>to</sup> orden**

Velocidad potencial, $\phi$	$\frac{k\phi}{c} = \sum_{n=1}^5 \phi_n' \cosh(nks) \sin(n\theta)$
Celeridad de la ola, $c$	$\frac{c^2}{gd} = \frac{\tanh(kd)}{kd} [1 + \lambda^2 C1 + \lambda^4 C2]$
Elevación de la superficie, $\eta$	$k\eta = \sum_{n=1}^5 \eta_n' \cos(n\theta)$
Velocidad horizontal, $u$	$\frac{u}{c} = \sum_{n=1}^5 n\phi_n' \cosh(nks) \cos(n\theta)$
Velocidad vertical, $w$	$\frac{w}{c} = \sum_{n=1}^5 n\phi_n' \sinh(nks) \sin(n\theta)$
Aceleración horizontal, $\frac{\delta u}{\delta t}$	$\frac{\delta u / \delta t}{wc} = \sum_{n=1}^5 n^2 \phi_n' \cosh(nks) \sin(n\theta)$
Aceleración vertical, $\frac{\delta w}{\delta t}$	$\frac{\delta w / \delta t}{wc} = \sum_{n=1}^5 n^2 \phi_n' \sinh(nks) \cos(n\theta)$
Presión, $P$	$\frac{P}{\gamma gd} = 1 - \frac{s}{d} - \frac{c^2}{gd} \left\{ \frac{\delta \phi / \delta t}{c^2} + \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{u}{c} \right)^2 + \left( \frac{w}{c} \right)^2 \right] \right\}$

Fuente: Máster SPI DSME, P. Vannucci

<sup>133</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 30

<sup>134</sup> VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétroleum, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. Capítulo 3, p. 60

#### **5.2.4 Factor de la cinemática de la Ola.**

Las dos dimensiones regulares de la cinemática de ola en las funciones de Stream o la teoría de la Ola de Stokes V, no explican la propagación de la ola direccional o irregular en la forma del perfil. Estas características de la ola pueden ser modeladas aproximadamente en un análisis determinista de la ola, multiplicando las velocidades horizontales y las aceleraciones, por un factor de la cinemática de la ola. Las medidas de la cinemática de la ola soportan un factor en el rango de 0.85 a 0.95 para tormentas tropicales y 0.95 a 1 para tormentas extra tropicales<sup>135</sup>.

En esta Investigación se asume un factor de la cinemática de la ola de 0.9, como un valor promedio para condiciones de tormentas tropicales.

#### **5.2.5 Factor de bloqueo de la corriente**

La velocidad de la corriente en las inmediaciones de la plataforma es reducida de lo especificado por el valor del factor de bloqueo "flujo libre" ver tabla 5.3. En otras palabras, la presencia de la estructura hace que el flujo incidente diverja. Una parte del flujo incidente gira en torno a la estructura y no a través de ella, por ello la velocidad de la corriente dentro de la estructura se reduce. Cuando las cargas globales son determinadas mediante la suma de las cargas locales por la ecuación de Morison, se debe utilizar una velocidad local adecuada de la corriente<sup>135</sup>.

---

<sup>135</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 26-33

**Tabla 5.3. Aproximaciones del factor de bloqueo de las corrientes típicos para el golfo de México para estructura tipo jacket.**

# de piernas	encabezamiento	Factor
3	todo	0.9
4	Al extremo	0.8
	diagonal	0.85
	De costado	0.8
6	Al extremo	0.75
	diagonal	0.85
	De costado	0.8
8	Al extremo	0.7
	diagonal	0.85
	De costado	0.8

Fuente: norma API 2A-LRFD sección C

En esta investigación se trabaja con un factor de bloqueo de 0.8, tomado como el valor promedio de los tres factores para jackets de 6 piernas.

### 5.2.6 Coeficientes de arrastre y de inercia

Para situaciones típicas del diseño, las fuerzas globales de la ola en la plataforma pueden calcularse utilizando los siguientes valores para elementos circulares, teniendo en cuenta el crecimiento marino, los coeficientes utilizados son:

Corrugado  $C_d = 1.05$ ,  $C_m = 1.2$  (profundidad hasta los 46 m)

Liso  $C_d = 0.65$ ,  $C_m = 1.6$  (profundidad mayor a los 46 m)

**5.2.7 Ecuación de Morison.** El cálculo de la fuerza ejercida por las Olas sobre un objeto cilíndrico depende de la relación entre la longitud de Ola con el diámetro del elemento. Cuando esta relación es grande ( $> 5$ ), el miembro no modifica significativamente la Ola incidente. De acuerdo a la ecuación C.3 – 4 de la norma API LFRD, la fuerza de la ola es la suma de una fuerza de arrastre y una fuerza de inercia. (Ver ecuación 5.1)

$$F = F_D + F_I = C_D * \frac{\rho}{2} * A * U |U| + C_m * \rho * v * \frac{\delta U}{\delta t} \dots \dots Eq 5.1$$

Donde,

$F$  = es el vector hidrodinámico de fuerza por unidad de longitud actuando normalmente al eje del miembro.

$F_D$  = es el vector de la fuerza de arrastre por unidad de longitud que actúa normal al eje del miembro en el plano del eje del miembro  $U$ .

$F_I$  = es el vector de la fuerza de inercia por unidad de longitud que actúa normal al eje del miembro en el plano del eje el miembro  $\frac{\delta U}{\delta t}$

$C_D$  = es el coeficiente de arrastre

$\rho$  = densidad del agua de mar

$A$  = área proyectada normalmente al eje del cilindro por unidad de longitud (=  $D$  para cilindros circulares)

$V$  = volumen desplazado del cilindro por unidad de longitud (=  $\frac{\pi D^2}{4}$  para cilindros circulares)

$D$  = diámetro efectivo del miembro cilindro circular incluyendo el crecimiento marino.

$U$  = componente del vector velocidad del agua (debido a la olas/ corriente) normal al eje del miembro

$|U|$  = valor absoluto de  $U$

$C_m$  = coeficiente de inercia

$\frac{\delta U}{\delta t}$  = Componente local del vector de la aceleración del agua normal al eje del miembro.

En la ecuación anterior se debe tener en cuenta ignorar el componente de conectividad de la aceleración en el cálculo de la fuerza de inercia. Así mismo se ignoran las fuerzas de levantamiento, las fuerzas de golpe, y la fuerza axial de Froude-Krylov.

Cuando el tamaño de un elemento o miembro estructural es lo suficientemente grande para abarcar una parte importante de la longitud de ola, esta se dispersa o difracta. Este régimen de difracción suele considerarse cuando la anchura del miembro excede una quinta parte de la longitud de onda de incidente. Por lo tanto, para determinar las fuerzas de la ola se debe utilizar la teoría de difracción en lugar de la teoría de Morison. La teoría de difracción calcula la presión que actúa sobre la estructura debido a la ola incidente y la dispersión de Ola.

### **5.3 VIENTO**

El viento es otro factor importante en el diseño de una plataforma marina, este se forma principalmente por las diferencia de presión en la atmosfera, llegando a formar huracanes con vientos extremos. Este fenómeno posee una gran cantidad de energía cinética que se transforma en fuerza cuando golpea principalmente la cubierta de la plataforma, la cual induce momentos de volcamiento que afecta directamente a la estructura de la plataforma.

El análisis de todos los datos recolectados se hace para determinar la velocidad máxima que se pueda presentar con un periodo de retorno de 100 años, la cual se tiene en cuenta para el diseño de todos los elementos de la plataforma. Por lo general entre mayor sea la lamina de agua, las velocidades tienden a aumentar.<sup>4, 5, 6</sup>

---

<sup>136</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A, p. 21

<sup>137</sup> Glosario. Viento [en línea] [http://www.ideam.gov.co/ninos2/glos\\_08.htm](http://www.ideam.gov.co/ninos2/glos_08.htm) [consultado el 25 de junio de 2009]

<sup>138</sup> Ben C. Gerwick, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. P.16-17

Los datos para obtener los valores de periodo de retorno deben cumplir con las siguientes condiciones:

### **5.3.1 Condiciones normales de operación**

- Frecuencia de ocurrencia y duración media de los vientos (por velocidades) para cada mes.<sup>139</sup>
- Porcentaje total de vientos que tengan velocidades y direcciones dentro de un rango especificado para intervalos semejantes.<sup>139</sup>
- probabilidades de los vientos máximos asociadas con los vientos de ocurrencia media.<sup>139</sup>

### **5.3.2 Condiciones extremas**

- Medición local de la magnitud de velocidad del viento proyectada a partir de los datos registrados.<sup>139</sup>
- Cantidad proyectada de vientos extremos durante la vida útil de la plataforma que superen los vientos de velocidades medias.<sup>139</sup>

Para nuestro modelo requeriremos las condiciones extremas y normales que ejercen las fuerzas del viento sobre la estructura, así como sobre cualquier equipo localizado en la plataforma. Esta información debe ser obtenida teniendo en cuenta las condiciones normales de operación y las condiciones extremas. Los datos utilizados para calcular las fuerzas de viento se encuentran en el anexo E.

En la tabla 10 se encuentran los valores de la velocidad del viento para los distintos periodos de retorno calculados, teniendo en cuenta los parámetros recomendados por la norma API 2A- LFRD. Las velocidades de los vientos están calculadas a una altura de 10 m medidos a partir del nivel medio del mar.

---

<sup>139</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 27

Esta tabla es el resultado de los análisis estadísticos realizados a los datos de los vientos que se encuentran en el anexo E.

**Tabla 5.4. Velocidad de los vientos extremos (m/s)**

RETURN PERIOD (YEARS)	PARAMETERS		
	WS 1-HR	WS 1-MIN	WS 3-SEC GUST
5	12.61	15.64	19.29
25	14.74	18.28	22.55
50	18.21	22.58	27.86
100	21.28	26.39	32.56
200	24.21	30.02	37.04
1000	30.81	38.20	47.14

Fuente: CARIMOS-Offshore Cabo de la vela, CHEVRONTEXACO, JULY 2004

### 5.3.3 Calculo de la fuerza de viento

Para realizar la extrapolación y calcular la velocidad del viento a una altura determinada, utilizamos la siguiente ecuación recomendada por el API LFRD sección C. (Ver ecuación 5.2)

$$V = V_0 (y/10)^{0.125} \dots\dots Eq 5.2$$

Donde,

$V_0$ = velocidad del viento a 10 m sobre la superficie del agua.

y= altura en m sobre la superficie del agua a la cual se calculara la velocidad del viento.

V= velocidad del viento a una altura determinada

Para el modelamiento solo tendremos en cuenta las cargas generadas por el viento en condición de tormenta. Para el cálculo de la fuerza de viento se diseñara con un periodo de retorno de 100 años y se calculó mediante la ecuación c.3-12 recomendada por la norma API-RP-2ª LFRD. (Ver ecuación 5.3):

$$F \approx (\rho/2) * V^2 * C_s * A.....Eq 5.3.$$

Donde:

F= fuerza de viento.

$\rho$ = densidad del viento = 1.226 Kg/m<sup>3</sup>

C<sub>s</sub>= coeficiente de forma.

A= área proyectada

V= velocidad del viento a una altura determinada

Algunos de los parámetros recomendados por la norma API 2ª- LFRD, tiene en cuenta las siguientes condiciones:

1. La velocidad promedio del viento en 1 hora es aplicable a ciclones tropicales con análisis de respuesta dinámica<sup>140</sup>.
2. La velocidad promedio del viento en 1 minuto es aplicable a ciclones tropicales sin análisis de respuesta dinámica<sup>140</sup>.
3. La velocidad promedio del viento en 3 segundos es aplicable a distancias pequeñas y para diseño de elementos<sup>140</sup>.

---

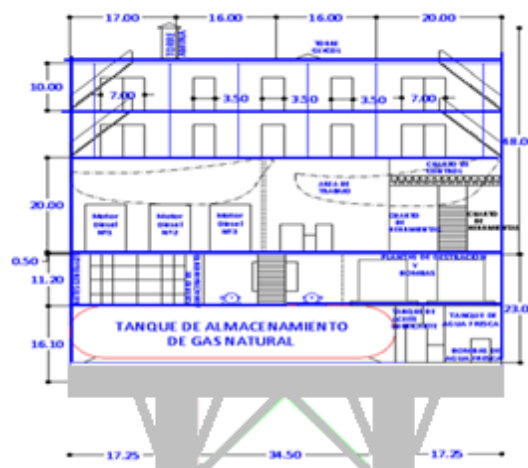
<sup>140</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 34

Se asumen las siguientes condiciones de borde en el modelamiento de la plataforma, para el cálculo de las fuerzas generadas por viento:

- Se incluirá el área proyectada de todas las piernas de la cubierta y diagonales exteriores.
- Siguiendo las recomendaciones dadas por el API 2a-LFRD. C.3.4.5 para un análisis global de la cubierta el factor de forma  $C_s = 1$
- Las cargas de viento se calcularán para una velocidad promedio en 1 hora.
- Las propiedades estáticas para una velocidad promedio en 1 hora no varían horizontalmente pero cambian con respecto a la elevación.
- El punto de aplicación de la carga por viento se calcula asumiendo, que la fuerza de viento sobre cada área, actúa en el centroide de esa área.
- El área proyectada de todos los equipos y accesorios sobre la cubierta superior serán incluidos.

En la tabla 5.5 se determinaron las áreas de incidencia cuando el viento golpea en dirección X (figura 5.7)

**Figura 5.7. Área proyectada en sentido x**



Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria. 1977. pág. 134

**Tabla 5.5. Calculo de áreas de equipos y accesorios de la cubierta sentido X**

<b>Lado 2 A-B de la plataforma</b>		
<b>ACCESORIO O EQUIPO</b>	<b>TAMAÑO</b>	<b>AREA (ft<sup>2</sup>)</b>
lado 2A ó 2B de la plataforma	69''23'	1587
dormitorios	42''69'	2898
torre amine	42''2.5'	105
torre glicol	2.5''24'	60
sistema de regeneración (still column)	2.5''47'	117.5
compresor (2 etapa)	18''14'	252
edulcoración-sistema de regeneración	45''10'	450
estructura de soporte	69''3.06'	211.14
6 piernas	6'6''25.13'	904.68
elementos diagonales	4'3''32'	384
separadores	28''10'	280
deshidratador de crudo	15''8.20'	123
2 colectores	2''11''6'	132
unidad lact	10''14'	140
grúa	18''5'+24''2.5	152.5
<b>TOTAL</b>		<b>7796.82</b>

Fuente: Diseño autor

Luego de calcular las áreas de incidencia de todos los equipos y accesorios de la plataforma, se procede a calcular los centroides de cada área (ver tabla 5.6) para determinar la elevación donde actuará la fuerza total del viento en dirección X.

**Tabla 5.6. Cálculo del centroide sobre el nivel del mar**

<b>accesorio o equipo</b>	<b>AREA (FT<sup>2</sup>)</b>	<b>Y<sub>c</sub> (FT)</b>	<b>AREA*Y<sub>c</sub> (FT<sup>3</sup>)</b>
lado 2A ó 2B de la plataforma	1587	41.18	65352.66
dormitorios	2898	76.74	222392.52
torre amine	105	76.74	8057.7
torre glicol	60	67.74	4064.4
sistema de regeneración (still column)	117.5	79.24	9310.7
compresor (2 etapa)	252	64.74	16314.48
edulcoración-sistema de regeneración	450	60.74	27333
estructura de soporte	211.14	28.16	5945.7024
6 piernas	904.68	14.06	12719.8008
elementos diagonales	384	16.53	6347.52
separadores	280	60.74	17007.2
deshidratador de crudo	123	59.84	7360.32
2 colectores	132	61.24	8083.68
unidad lact	140	62.74	8783.6
grúa	152.5	67.74	10330.35
<b>total</b>	<b>7796.82</b>		<b>429403.6332</b>
<b>Y<sub>cc</sub>= TOTAL DE AREA*Y<sub>C</sub>/TOTALAREA</b>			<b>55.07420117 FT</b>

Fuente: Diseño autor

La carga de viento en dirección X se calcula para una altura de 55.07 Ft (16.79 m) sobre el nivel del mar (figura 5.8)

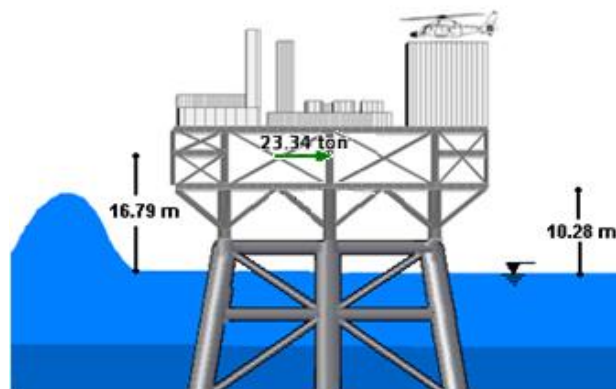
$$V = 21.28 * (16.79/10)^{0.125} = 22.70 \text{ m/s}$$

El área total proyectada sobre la cubierta es 7796.82 ft<sup>2</sup> (724.35 m<sup>2</sup>)

La fuerza total sobre la cubierta en dirección X es:

$$F \approx (\rho/2) * V^2 * C_s * A ; \quad F_x = 0.5 * 1 * 1.226 * 22.70^2 * 724.35 = 23.34 \text{ Ton}$$

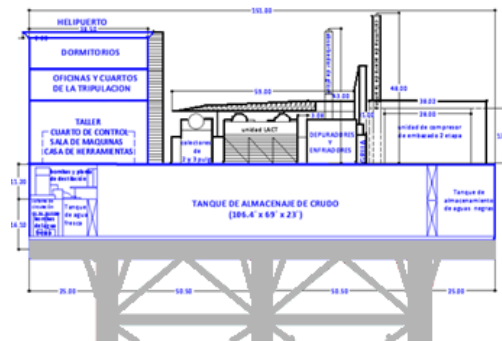
**Figura 5.8. Cargas generadas por el viento en sentido x**



Fuente: Diseño autor

En la tabla 5.7 se determinaron las áreas de incidencia cuando el viento golpea en dirección Y (ver figura 5.9)

**Figura 5.9. Área proyectada en sentido Y**



Fuente: Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Luis Felipe D' Alessandria. 1977. pág. 132

Luego de calcular las áreas de incidencia de todos los equipos y accesorios, se calculan los centroides de cada área (Ver tabla 5.8) para determinar la elevación donde se aplica la fuerza total del viento sobre la cubierta en dirección Y.

**Tabla 5.7. Calculo de áreas de equipos y accesorios de la cubierta sentido Y**

<b>lado 1 A-B de la plataforma</b>		
<b>ACCESORIO O EQUIPO</b>	<b>TAMAÑO</b>	<b>AREA (ft<sup>2</sup>)</b>
lado 1A ó 1B de la plataforma	151'23'	3473
dormitorios	42'38.5'	1617
torre amine	42'2.5'	105
torre glicol	2.5'24'	60
sistema de regeneración (still column)	2.5'47'	117.5
compresor (2 etapa)	18'38'	684
edulcoración-sistema de regeneración	38'10'	380
estructura de soporte	151'3.05'	460.55
6 piernas	6'6'34.28'	904.68
elementos diagonales	6'2'32'	384
separadores	(3'1'6'2)/4	84.8232
deshidratador de crudo	60'8.20'	492
2 colectores	2'11'11'	242
unidad lact	24'14'	336
grúa	59'2	118
<b>TOTAL</b>		<b>9458.553</b>

Fuente: Diseño autor

**Tabla 5.8. Calculo del centroide sobre el nivel del mar**

<b>CALCULO DEL CENTROIDE</b>	<b>AREA (FT<sup>2</sup>)</b>	<b>Y<sub>c</sub> (FT)</b>	<b>AREA*Y<sub>c</sub> (FT<sup>3</sup>)</b>
area lado 1A ó 1B de la plataforma	3473	41.18	143018.14
dormitorios	1617	76.74	124088.58
torre amine	105	76.74	8057.7
torre glicol	60	67.74	4064.4
sistema de regeneración (still column)	117.5	79.24	9310.7
compresor (2 etapa)	684	64.74	44282.16
edulcoración-sistema de regeneración	380	60.74	23081.2
estructura de soporte	460.55	28.16	12969.088
6 piernas	904.68	14.06	12719.8008
elementos diagonales	384	16.53	6347.52
separadores	84.8232	60.74	5152.161168
deshidratador de crudo	492	59.84	29441.28
2 colectores	242	61.24	14820.08
unidad lact	336	62.74	21080.64
grúa	118	67.74	7993.32
<b>TOTAL</b>	<b>9458.5532</b>		<b>466426.77</b>
<b>Y<sub>cc</sub>= TOTAL DE AREA*Y<sub>C</sub>/TOTALAREA</b>	<b>49.31269721 FT</b>		

Fuente: Diseño autor

La carga de viento en dirección Y se calcula para actuar a una altura de 49.31 Ft (15.03 m) sobre el nivel del mar

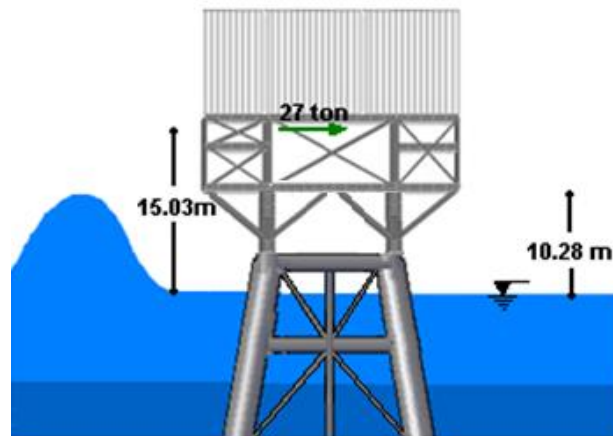
$$V = 21.28 * (15.03/10)^{0.125} = 22.39 \text{ m/s}$$

El área total proyectada sobre la cubierta es 9458.55 ft<sup>2</sup> (878.73 m<sup>2</sup>)

La fuerza total sobre la cubierta en dirección Y es:

$$F_y = 0.5 * 1 * 1.226 * 22.39 * 878.73 = 27 \text{ Ton.}$$

**Figura 5.10. Cargas generadas por el viento en sentido Y**



Fuente: Diseño autor

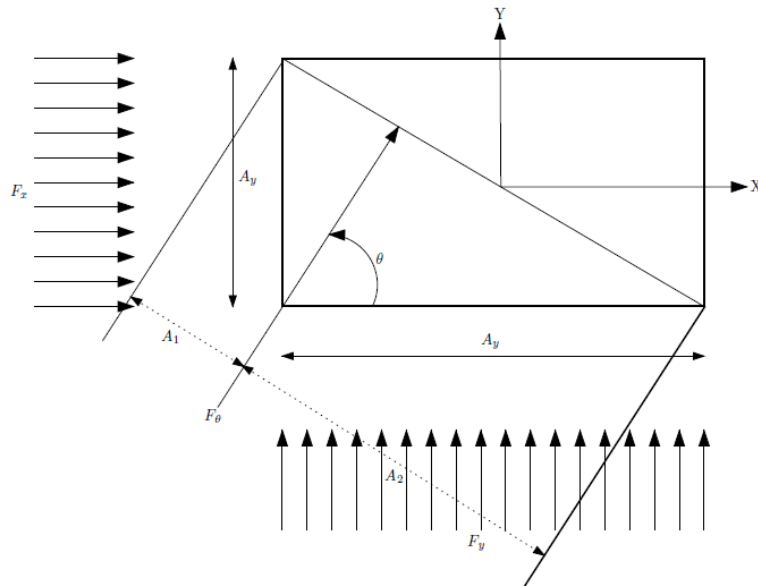
La fuerza de viento en una dirección específica, puede ser calculada con la siguiente ecuación<sup>141</sup>:

$$F_{\theta} = F_x * \cos(\theta) + F_y * \sin(\theta) \dots \text{Eq 5.4}$$

Donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia del viento y  $F_x$  y  $F_y$  son las cargas generadas por el viento en sentido X y sentido Y. Estos términos se muestran gráficamente en la Figura 5.11

<sup>141</sup> Dr. S. Nallayarasu offshore structures: *Analysis and Design*. Department of Ocean Engineering, Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 35

**Figura 5.11. Fuerza de viento en dirección  $\theta$**



Fuente: offshore structures, Dr. S. Nallyarasu

#### **5.4 COLISIÓN CON UN BUQUE**

Esta carga hace referencia a los posibles golpes que tendrá que soportar la plataforma en una operación rutinaria cuando se presentan cambios medioambientales como vientos y aumentos en la altura de las olas, haciendo que las embarcaciones se muevan y choquen contra los elementos de la estructura de la plataforma (Ver figura 5.12). Para este tipo de situaciones se coloca una protección que absorba la mayor parte de la energía cinética transmitida por el buque a la plataforma. Esta protección es ubicada en el lado de la plataforma donde se realizan las operaciones de embarque y desembarque.

**Figura 5.12. Buque en operaciones rutinarias**



Fuente: <http://www.skyscrapercity.com/showthread.php?t=302584>

En la figura 5.13 y 5.14 se pueden apreciar algunos tipos de protección utilizados, la mayoría colocados en la zona de salpicadura. La ubicación de esta protección depende del tipo de embarcación que se acercará a la plataforma y de la ubicación de la grúa de la plataforma.

**Figura 5.13. Protección contra colisiones de buques**



Fuente: [http://en.dot-corp.com/news/page\\_1/](http://en.dot-corp.com/news/page_1/)

**Figura 5.14. Protección contra colisiones de buques**



Fuente: <http://en.dot-corp.com/news/page,1/>

Haciendo referencia a las figuras anteriores, se puede observar que existen diferentes tipos de protección contra la colisión de buques, utilizando desde llantas de automóviles que salen de las patas principales de la plataforma hasta una especie de abrazaderas con gomas que absorben la energía de impacto de los buques. Para tener en cuenta esta carga en el modelamiento de la estructura de la plataforma se optó por el tipo de defensa mostrado en la figura 5.15 en donde se asume que la fuerza transmitida por el impacto de las embarcaciones se distribuye en igual magnitud a las piernas de un costado de la plataforma y harán parte de las cargas vivas de corta duración L2.

**Figura 5.15. Protección adoptada para el modelamiento**



Fuente: <http://en.dot-corp.com/news/page,1/>

Esta defensa se apoya en 3 puntos sobre cada pierna, por lo tanto se asume que la fuerza ejercida sobre cada pierna se distribuirá en igual magnitud sobre estos 3 puntos (Ver figura 5.16).

La metodología planteada en la norma API 2A-LFRD para el análisis de las colisiones con buques implica los siguientes pasos:

- Localización del Impacto y posterior análisis para estimar la fuerza de choque y el daño a los miembros directamente afectados por el buque<sup>142</sup>.
- Análisis global del Impacto para asegurar que la chaqueta resistirá la fuerza de choque en condiciones seguras<sup>142</sup>.
- Análisis de Impacto para comprobar si la plataforma dañada puede soportar 1 año de funcionamiento con cargas ambientales<sup>142</sup>.

La altura vertical de la barrera en la zona de salpicadura debe determinarse a partir de las consideraciones del buque del proyecto<sup>142</sup>.

La energía cinética de un buque puede calcularse utilizando la siguiente ecuación recomendada por la norma API 2A-LFRD en el numeral C 18.9.2. (Ver ecuación 5.5)

$$E = a 0,5 m v^2 \dots \text{Eq 5.5}$$

Dónde:

E = la energía cinética del buque,

a= factor añadido en masa (= 1,4 para colisión de costado, = 1,1 para la proa ó popa)

---

<sup>142</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. p. 44

m = masa del buque,

v = velocidad de impacto del buque.

Para plataformas en ambientes suaves y razonablemente cerca de su base de suministro, los siguientes requisitos mínimos deben ser utilizados, a menos que se analicen otros criterios<sup>143</sup>:

Masa del Buque = 1,100 toneladas cortas (1.000 toneladas métricas)

Velocidad de impacto = 1,64 pies / segundo (0,5 metros / segundo)

Las 1100 toneladas cortas se toman para representar a un buque típico entre 180-200 pies de largo (buque de suministro en los EE.UU. Golfo de México)<sup>143</sup>.

Cuando la plataforma se encuentra más distante y a una mayor profundidad, se debe analizar y aumentar la masa del buque y la velocidad de impacto cuando sea necesario. En ciertas áreas puede ser posible reducir este criterio, donde la plataforma se limita a trabajar con embarcaciones más pequeñas<sup>143</sup>.

Por lo tanto

$$E = 1.4 * 0.5 * \frac{1000 \text{ ton}}{32 \frac{\text{pies}}{\text{s}^2}} * 1.64 \frac{\text{pies}}{\text{s}} = 35.88 \text{ ton} * \text{ft}$$

De acuerdo a las recomendaciones dada por el API LFRD la carga por colisión de buque se puede calcular mediante la siguiente ecuación (Ver ecuación 5.6):

$$R = \sqrt{2 * k * k_E} \dots \dots \dots \text{Eq 5.6}$$

---

<sup>143</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. p. 44

Donde

$K_e$  = energía cinética (35.88 ton\*ft)

$K$  = Rigidez de la defensa de la plataforma (se asume 13 ton/in)

Entonces,

$$R = \sqrt{2 * 13 \frac{\text{ton}}{\text{in}} * 12 \frac{\text{in}}{\text{ft}} * 35.88 \text{ton} * \text{ft}} = 105.80 \text{ ton}$$

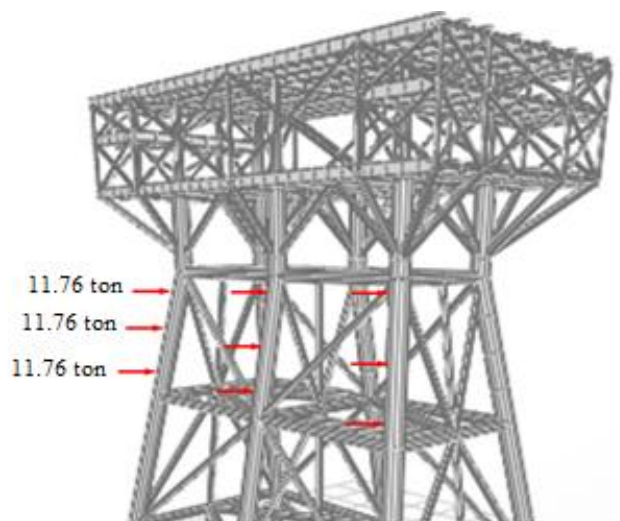
Debido a la presunción hecha inicialmente, la carga se transmitirá equitativamente en las 3 piernas del costado de la plataforma (ver figura 5.16)

Por lo tanto,

$$\text{Fuerza por pierna} = \frac{105.80 \text{ton}}{3 \text{ piernas}} = 35.27 \frac{\text{ton}}{\text{pierna}}$$

$$\text{Fuerza puntual sobre la pierna} = \frac{35.27 \text{ton}}{3 \text{ piernas}} = 11.76 \frac{\text{ton}}{\text{pierna}}$$

**Figura 5.16. Carga del impacto de buque sobre la estructura de la plataforma**



Fuente: Diseño autor

## 5.5 CORRIENTES MARINAS

Las corrientes marinas son fuerzas cíclicas de arrastre que pueden dañar los elementos estructurales de la plataforma. Estas afectan la orientación y la ubicación de los desembarques; causan erosión, socavación y disposición de sedimentos a corto y largo plazo. Los datos sobre corrientes deben incluir la magnitud y dirección, los cuales se deben presentar por cada mes del año. Las velocidades de las corrientes deben ser consideradas en el cálculo de fuerzas hidrodinámicas sobre la estructura<sup>144, 145</sup>

Las fuerzas debido a las corrientes son calculadas en función de la velocidad y su distribución vertical. Para este cálculo utilizamos ecuación recomendada en el API-RP-2<sup>a</sup>-LFRD (Ver ecuación 5.7):

$$Fd = C_D * \frac{\rho}{2} * A * U |U| \dots \dots \dots Eq 5.7$$

Donde,

$C_D$  = es el coeficiente de arrastre

$\rho$  = densidad del agua de mar (1.02ton/m<sup>3</sup>)

$A$  = área proyectada normalmente al eje del cilindro por unidad de longitud (=D para cilindros circulares)

$U$  = componente del vector velocidad del agua (debido a la olas/ corriente) normal al eje del miembro

$|U|$  = valor absoluto de  $U$

---

<sup>144</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A p. 3

<sup>145</sup> Dr. S. Nallayarasu offshore structures: *Analysis and Design*. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 38

En el anexo E, se muestran las corrientes marinas que se presentan en el Caribe Colombiano en las diferentes épocas del año, con sus respectivas velocidades en nudos y direcciones, con las cuales se harán los cálculos de las fuerzas a las que estará sometida la plataforma.

### 5.5.1 Fuerzas por corrientes marinas

Se asume que la estructura está cubierta por crecimiento marino hasta 46 m de profundidad medidos a partir de la lámina de agua, por lo tanto, los elementos en este intervalo se consideran con superficie rugosa. De acuerdo con la norma API LFRD el coeficiente de arrastre para superficies rugosas será igual a  $C_D=1.05$ . Para los elementos ubicados por debajo de esta profundidad se consideran de superficie lisa, donde el coeficiente de arrastre es  $C_D=0.65$  (C.3.2.7. del API LFRD), las velocidades de las corrientes en esta zona a lo largo de todo el año alcanzan un valor máximo de 1 nudo ó 0.5144 m/s.

Luego se evalúan las fuerzas inducidas a los elementos de la plataforma por efectos de las corrientes marinas.

#### Piernas Principales

$$\emptyset C. \text{marino} = 1.9048m$$

$$F_D = 1.05 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 1.9048m * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.0277 \text{ ton/m}$$

$$\emptyset \text{ limpio} = 1.8288m$$

$$F_D = 0.65 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 1.8288m * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.01646 \text{ ton/m}$$

#### Elementos horizontales

$$\emptyset C. \text{marino} = 0.838 m$$

$$F_D = 1.05 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 0.838 \text{ m} * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.01219 \text{ ton/m}$$

$$\emptyset \text{ limpio} = 0.762 \text{ m}$$

$$F_D = 0.65 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 0.762 \text{ m} * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.00686 \text{ ton/m}$$

### Elementos diagonales

$$\emptyset C. \text{ marino} = 0.5332 \text{ m}$$

$$F_D = 1.05 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 0.5332 \text{ m} * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.00775 \text{ ton/m}$$

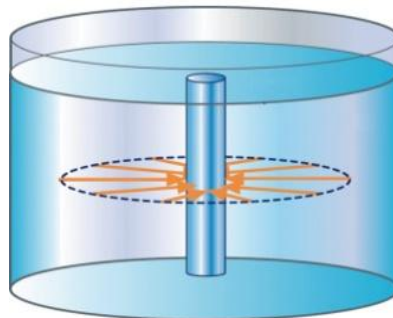
$$\emptyset \text{ limpio} = 0.4572 \text{ m}$$

$$F_D = 0.65 * \frac{1.027 \text{ ton/m}^3}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2} * 0.4572 \text{ m} * (0.5144 \text{ m/s})^2 = 0.00412 \text{ ton/m}$$

## 5.6 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática es una fuerza por unidad de área ejercida por un fluido en reposo sobre las paredes del líquido que lo contiene o sobre un objeto sumergido (Ver figura 5.17). En este caso, la presión hidrostática ejerce una fuerza sobre la estructura de la plataforma, la cual va aumentando con la profundidad.

**Figura 5.17. Presión hidrostática**



Fuente: [http://www.kalipedia.com/ecologia/tema/graficos-presion-paredes.html?x1=20070924klpcnafyq\\_165.Ges&x=20070924klpcnafyq\\_221.Kes](http://www.kalipedia.com/ecologia/tema/graficos-presion-paredes.html?x1=20070924klpcnafyq_165.Ges&x=20070924klpcnafyq_221.Kes)

Para el cálculo de la presión hidrostática se debe seguir la recomendación del API 2A-WSD 3.2.5.a. (Ver ecuación 5.8 y 5.9)

$$P = \gamma * H_z \dots \dots \dots Eq. 5.8$$

$$H_z = z + \frac{H_w}{2} \left( \frac{\cosh[k(d - z)]}{\cosh kd} \right) \dots \dots \dots Eq. 5.9$$

Dónde

$z$  = profundidad por debajo de la superficie del agua incluyendo la marea, pies (m).  $z$  se toma positiva de la superficie del agua hacia el lecho marino.

$H_w$  = altura de las olas, pies (m)

$k = \frac{2\pi}{L}$  con  $L$  igual a la longitud de la ola,  $ft^{-1}$  ( $m^{-1}$ )

$d$  = profundidad del agua, pies (m)

$\gamma$  = densidad del agua de mar, 64 lbs/ft<sup>3</sup> (0,01005 MN/m<sup>3</sup>).

Los miembros sumergidos o parcialmente sumergidos de una estructura deben soportar la presión hidrostática que actúa sobre ellos, razón por la cual, esta fuerza se debe tener en cuenta en el diseño de las secciones de los elementos de la plataforma. Para el modelamiento, no es necesario tener en cuenta esta fuerza, puesto que actúa igual en todas las direcciones, por lo tanto, la resultante en un punto específico es cero.

## 5.7 FUERZA DE FLOTACIÓN

Esta fuerza es producida porque todos los elementos de la plataforma están totalmente sellados, y el espacio vacío dentro de ellos genera una fuerza igual al volumen desplazado, de acuerdo con el principio de Arquímedes. Esta fuerza es

distribuida a lo largo de todos los elementos tubulares que componen la estructura de la plataforma.

Para el cálculo de la fuerza de flotación ejercida sobre los miembros se sigue el método racional, en donde se tiene en cuenta esta distribución de presión sobre la estructura

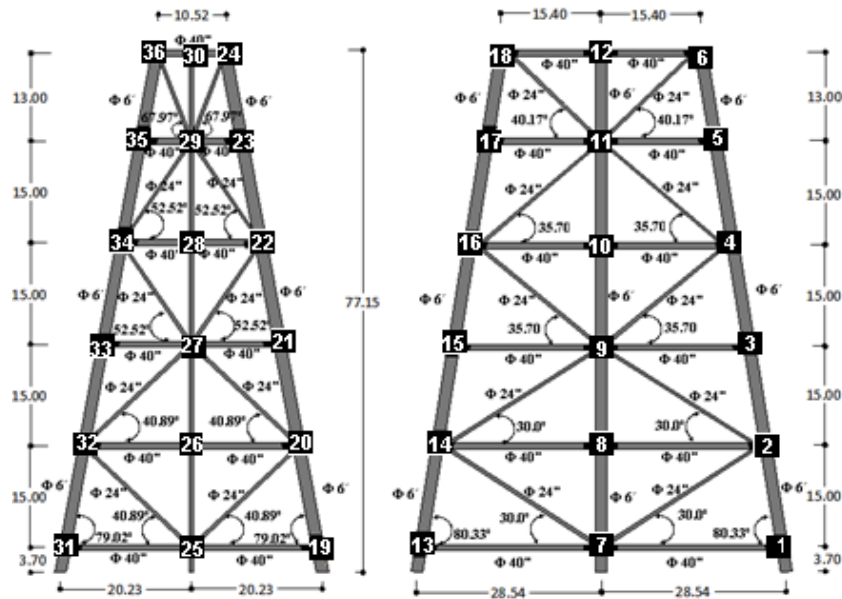
Las cargas sobre los miembros son perpendiculares a su eje. La magnitud de esta carga distribuida puede expresarse como<sup>146</sup>: (ver ecuación 5.10)

$$B_B = \frac{1}{4} \pi D^2 \rho_w \cos \alpha \dots \dots \text{Eq. 5.10}$$

Donde  $\alpha$  es el Angulo entre el miembro y la proyección sobre el plano horizontal y  $\rho_w$  es la densidad del agua ( $\rho_w = 1 \text{ ton/m}^3$ ).

La figura 5.18 muestra los diámetros y ángulos correspondientes a cada elemento para calcular la fuerza de flotación.

**Figura 5.18. Características geométricas de la plataforma**



Fuente: Diseño autores

<sup>146</sup> Dr. S. Nallayarasu offshore structures: *Analysis and Design*. Department of Ocean Engineering, Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India . P. 49

A continuación se calculan las fuerzas por flotación de algunos elementos de la estructura. Para los elementos restantes, esta fuerza se calculara con la ayuda del programa de modelamiento Sap2000.

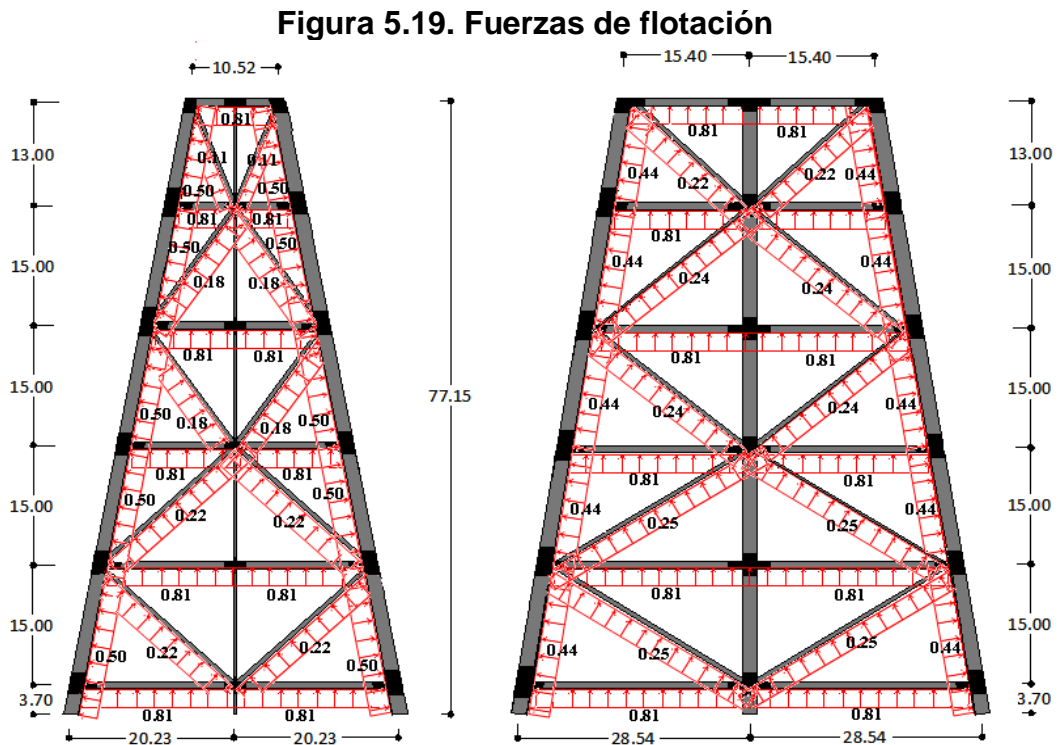
$$B_{B1-6} = \frac{1}{4} \pi (6' * 0.3048\text{m})^2 * \frac{1\text{ton}}{\text{m}^3} \cos 80.33 = 0.44\text{ton/m}$$

$$B_{B19-24} = \frac{1}{4} \pi (6' * 0.3048\text{m})^2 * \frac{1\text{ton}}{\text{m}^3} \cos 79.02 = 0.50\text{ton/m}$$

$$B_{B7-2} = \frac{1}{4} \pi (24'' * 0.0254\text{m})^2 * \frac{1\text{ton}}{\text{m}^3} \cos 30 = 0.25\text{ton/m}$$

$$B_{B13-1} = \frac{1}{4} \pi (40 * 0.0254)^2 * \frac{1\text{ton}}{\text{m}^3} \cos 0 = 0.81\text{ton/m}$$

La figura 5.19 muestra las cargas de flotación sobre la estructura de la plataforma, todas las cargas están en ton/m.



Fuente: Diseño autores

## 5.8 FUERZAS DE SISMO

Se deben considerar las fuerzas sísmicas en el plan de diseño de la plataforma para áreas que son sísmicamente activas, basados en registros históricos de terremotos con frecuencia de ocurrencia y magnitud. La actividad sísmica se calcula para estimar la severidad de daño en la estructura. La sismicidad de un área debe determinarse en base a una investigación detallada, que indique el espectro de diseño con el que se calculan las fuerzas sísmicas esperadas durante un terremoto. Las consideraciones sísmicas para tales áreas también deben incluir la investigación de la superficie del suelo, la inestabilidad debido a la licuefacción causada por la actividad del terremoto, dañando la subestructura de la plataforma<sup>147, 148</sup>

El espectro sísmico que se debe presentar, está basado en un estudio previo de caracterización sísmica de la zona en cuestión, obtenida a partir de la información geológica, geofísica y geotécnica de las zonas de influencia. El estudio de caracterización sísmica será complementado con las recomendaciones recientes sobre diseño sísmico para tener en cuenta características especiales que no fueron consideradas originalmente<sup>147, 148</sup>

De las condiciones sísmicas de la zona, se requieren datos que indiquen el nivel de amenaza de terremoto durante un periodo determinado por la vida útil de la plataforma.

En muchas áreas costa afuera, los procesos geológicos asociados con el movimiento de los sedimentos cercanos a la superficie, ocurren dentro de los períodos de tiempo que son relevantes al diseño de plataforma fija. La naturaleza,

---

<sup>147</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección A p. 3

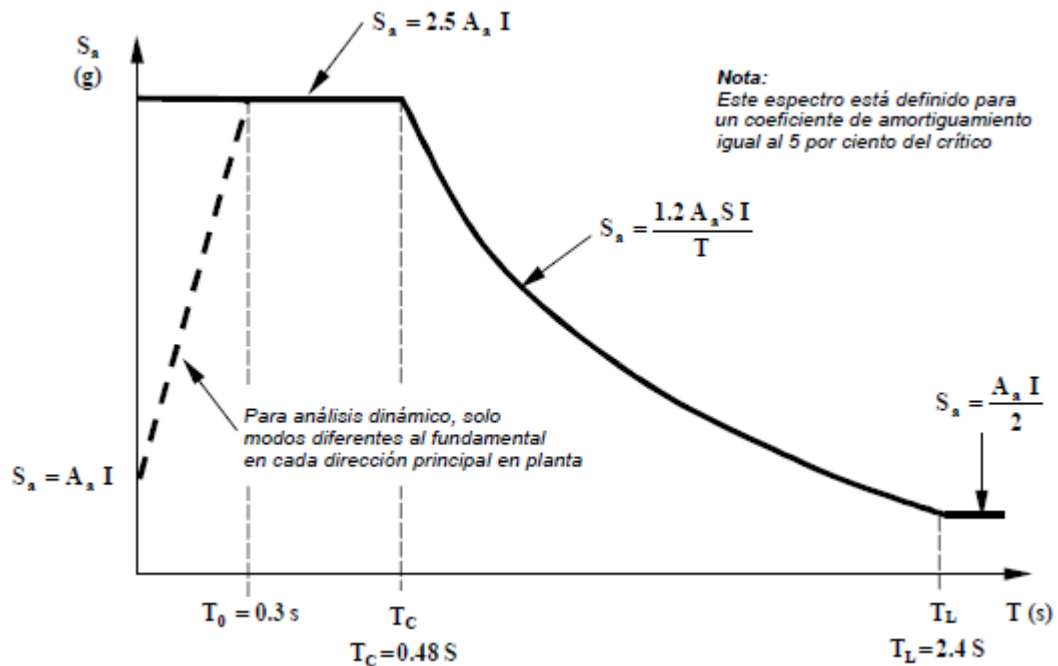
<sup>148</sup> NRF-003-PEMEX-2000. Diseño y evaluación de plataformas marinas fijas en la sonda de Campeche. Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2000.

la magnitud, y los movimientos potenciales deben ser evaluados por investigaciones de sitio y moldeamientos analíticos para evaluar los efectos a los que posiblemente estará sometida la estructura y la fundación.

### 5.8.1 Espectro elástico de diseño

Para el modelamiento sísmico de la plataforma tendremos el espectro elástico de diseño dado en la norma colombiana sismo resistente (NSR\_98). Este espectro abarca las necesidades de diseño sismo resistente para el territorio colombiano (ver figura 5.20)

**Figura 5.20. Espectro elástico de diseño para Colombia (NSR\_98)**



Fuente: normas colombiana de diseño y construcción sismo resistente, título A, 1998

Para definir los valores del espectro elástico de diseño para zona donde está ubicada la plataforma debemos conocer algunos parámetros básicos definidos en la norma colombiana.

### 5.8.1.1 Coeficiente de aceleración ( $A_a$ )

Según la norma colombiana, la Guajira está ubicada en una zona de amenaza sísmica Intermedia. Los municipios de Riohacha y Dibulla, son los más cercanos a la ubicación de la plataforma y tienen este mismo calificativo. La norma NSR\_98 le define un coeficiente de aceleración igual a 0.15 para esta calificación<sup>149</sup> (ver tabla 5.9).

**Tabla 5.9. Coeficiente de aceleración**

DEPARTAMENTO DE GUAJIRA							
MUNICIPIO	$A_a$	$A_d$	ZONA DE AMENAZA SISMICA	MUNICIPIO	$A_a$	$A_d$	ZONA DE AMENAZA SISMICA
RIOHACHA	0.15	0.02	INTERMEDIA	MAICAO	0.15	0.02	INTERMEDIA
BARRANCAS	0.15	0.02	INTERMEDIA	MANAURE	0.15	0.02	INTERMEDIA
DIBULLA	0.15	0.02	INTERMEDIA	SAN JUAN DEL CESAR	0.15	0.02	INTERMEDIA
DISTRACCION	0.10	0.02	BAJA	URIBIA	0.15	0.02	INTERMEDIA
EL MOLINO	0.10	0.02	BAJA	URUMITA	0.10	0.02	BAJA
FONSECA	0.15	0.02	INTERMEDIA	VILLANUEVA	0.10	0.02	BAJA
HATONUEVO	0.15	0.02	INTERMEDIA				

Fuente: normas colombiana de diseño y construcción sismo resistente, Apéndice A-3, 1998

### 5.8.1.2 Tipo de perfil de suelo

Esta norma tiene en cuenta distintos tipos de suelo para realizar el análisis sísmico. Especifica que cuando no existen estudios detallados de suelos en el sitio de construcción se debe asignar un tipo de suelo  $S_3$ , el cual se define como un perfil en donde entre la roca y la superficie hay más de 20 m de suelo que contiene depósitos estables de arcillas cuya dureza varía entre mediana y blanda, con una velocidad de onda cortante entre 150 y 270 m/s, y que dentro de ellos, en conjunto, hay menos de 12 m de arcillas blandas<sup>149</sup>.

<sup>149</sup> Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente, requisitos generales de diseño y construcción sismo resistente, tomo 1, título A, 1997, Santa Fe de Bogotá, D.C

### 5.8.1.3 Coeficiente de sitio(S)

A partir de la identificación del tipo de suelo se define el valor del coeficiente de sitio, el cual tiene en cuenta los efectos locales<sup>150</sup> (ver tabla 5.10).

**Tabla 5.10. Coeficiente de sitio**

Tipo de Perfil de Suelo	Coeficiente de Sitio, S
S <sub>1</sub>	1.0
S <sub>2</sub>	1.2
S <sub>3</sub>	1.5
S <sub>4</sub>	2.0

Fuente: normas colombiana de diseño y construcción sismo resistente, Apéndice A-3, 1998

La tabla anterior muestra el valor que debemos utilizar de coeficiente de sitio para definir el espectro, utilizado en el análisis sísmico de la plataforma.

### 5.8.1.4 Coeficiente de importancia (I)

El coeficiente de importancia modifica el espectro de diseño de acuerdo con el grupo de uso. Existen 4 grupos para definir el coeficiente de importancia, para el análisis sísmico de la plataforma, esta se ubicará en el grupo de importancia IV, Edificaciones indispensables, el cual especifica que estas construcciones deben funcionar durante y después de un sismo, y cuya operación no puede ser trasladada rápidamente a un lugar alternativo. Este grupo incluye hospitales, edificaciones de telecomunicaciones, control de líneas eléctricas<sup>150</sup> etc. El valor del coeficiente de importancia para el espectro de la plataforma será igual a 1.3 (ver tabla 5.11)

---

<sup>150</sup> Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente, requisitos generales de diseño y construcción sismo resistente, tomo 1, título A, 1997, Santa Fe de Bogotá, D.C

**Tabla 5.11. Coeficiente de importancia**

<b>Grupo de Uso</b>	<b>Coeficiente de Importancia, I</b>
<b>IV</b>	1.3
<b>III</b>	1.2
<b>II</b>	1.1
<b>I</b>	1.0

Fuente: normas colombiana de diseño y construcción sismo resistente, Apéndice A-3, 1998

Identificados los parámetros, se hacen algunos cálculos para determinar el espectro, que tendrá en cuenta las fuerzas sísmicas sobre la plataforma.

#### **5.8.1.5 Periodos**

$$\text{Periodo inicial}(T_0) = 0.3 \text{ s}$$

$$\text{Periodo corto}(T_c) = 0.48 * S = 0.48 * 1.5 = 0.72 \text{ s}$$

$$\text{Periodo largo}(T_L) = 2.4 * S = 2.4 * 1.5 = 3.6 \text{ s}$$

#### **5.8.1.6 Espectro elástico de aceleraciones**

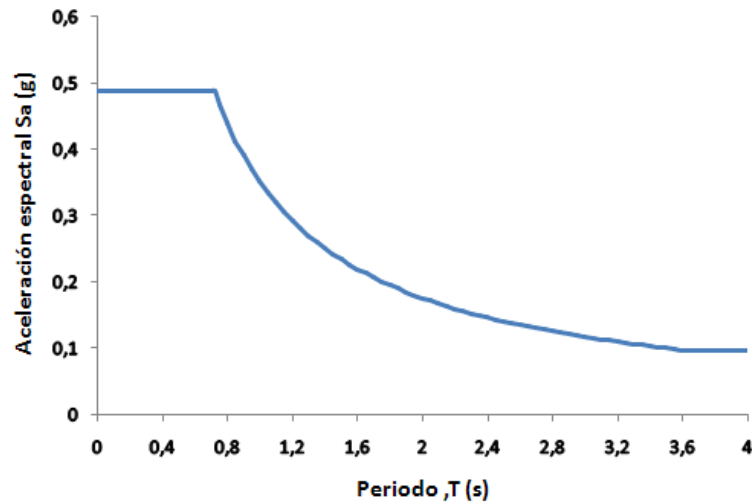
$$S_a = 2.5 * A_a * I = 2.5 * 0.15 * 1.3 = 0.4875 \quad T < T_c$$

$$S_a = \frac{1.2 * A_a * S * I}{T} = \frac{1.2 * 0.15 * 1.5 * 1.3}{T} \quad T_c < T < T_L$$

$$S_a = \frac{A_a * I}{2} = \frac{0.15 * 1.3}{2} = 0.0975 \quad T > T_L$$

Luego, se reemplaza los valores definidos anteriormente para determinar el espectro elástico diseño la zona de ubicación de la plataforma. (Ver figura 5.20)

**Figura 5.21. Espectro elástico de diseño para la plataforma**



Fuente: Diseño autores

Esta grafica se interpreta como un movimiento del suelo con una aceleración máxima desde el instante  $T=0$  segundos hasta el instante  $T=T_c=0.72$  segundos, luego se presenta una disminución de la aceleración en función del periodo desde  $T=T_c=0.72$  segundos hasta  $T_L=3.6$  segundos y por último se mantiene una aceleración constante mínima de 0.0975 constante.

Definido el espectro elástico de diseño sísmico de la plataforma, se procede a desarrollar un análisis modal espectral que tiene en cuenta los modos de vibración de la estructura para calcular las fuerzas sísmicas aplicadas a esta debido al movimiento del suelo. Este análisis se hará con ayuda del software Sap2000, con el cual se realizara el modelamiento de toda la estructura. Con el análisis dinámico de superposición modal, con tres grados de libertad por nivel, se hallan las respuestas modales en cada dirección del sismo para cada modo de vibración, luego se combinan para obtener las diferentes sollicitaciones sísmicas (CQC). Para desarrollar todo este proceso se debe tener en cuenta las cargas muertas sobre la estructura incluyendo el peso propio de los elementos estructurales, para lo cual se deben concentrar todas las masas en los nudos (proceso que realiza Sap2000 con una indicación)

## 6. MODELAMIENTO DE LA PLATAFORMA

Actualmente, las plataformas marinas se están diseñando con herramientas que puedan dar resultados confiables y seguros, por lo que antes de su diseño cuentan con un modelo previo, el cual se va actualizando conforme avanza el diseño, hasta llegar a la versión aprobada para la construcción. Por lo tanto, el modelo digital de la plataforma marina sirve para guiar y conocer que requerimientos ambientales y operacionales se deben tener en cuenta para el diseño final. Existen gran variedad de software para el modelamiento de estructuras marinas tales como Ansys Asas, Abaqus, Sap2000 entre otros, es por ello que se debe realizar un análisis para determinar cual software es el más adecuado teniendo en cuenta las especificaciones del proyecto. En esta investigación se seleccionó el software SAP2000 para realizar el modelamiento de la plataforma ya que era el que más se ajustaba a las necesidades del proyecto.

### 6.1 GENERALIDADES DE SAP2000

Sap2000 es un programa líder en ingeniería estructural con más de 30 años en el mercado. Ofrece una fácil interfaz para el usuario y de gran alcance, con muchas herramientas para ayudar en la construcción rápida y exacta de los modelos, junto con las sofisticadas técnicas de análisis necesarias para realizar los proyectos más complejos. Con este programa se pueden analizar cualquier tipo de estructuras, e incluso diseñar elemento por elemento de manera precisa con los reglamentos más conocidos en cada país (ACI En EU, EUROCODIGO en Europa, y otros). Ofrece análisis estático y análisis dinámico modal espectral para elementos y placas. También diseña elementos de acero y concreto. Es un programa muy poderoso que permite analizar cualquier estructura mediante elementos finitos<sup>151</sup>.

---

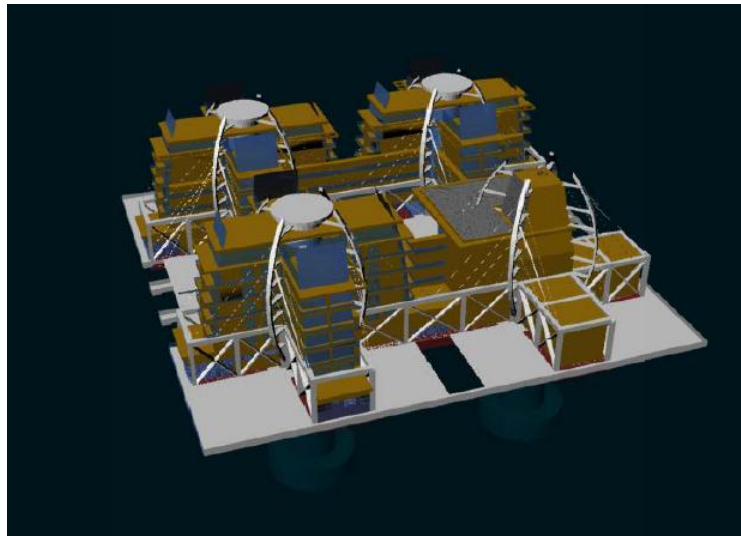
<sup>151</sup> BIN AY., Syahrul Izwan. Seismic Structural Vulnerability of Offshore Structure in Malaysia. Malaysia, 2008. p.5. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Faculty of Civil Engineering Universiti Teknologi Malaysia.

El modulo de offshore añade la capacidad para fácilmente aplicar cargas de oleaje a estructuras costa afuera e incluye el diseño por el API (Instituto Americano del Petróleo). Este modulo incluye específicamente:

- Generador de carga de oleaje
- Diseño de acero según el API
- Revisión de cortante de punzamiento según el API
- Análisis simplificado por fatiga según el API

En este programa se han analizados diferentes clases de estructuras costa fuera incluyendo plataformas semi- sumergibles lo que muestra el alcance del programa.

**Figura 6.1. Semi sumergible modelado en sap2000**



Fuente: Marine innovation y technology

## **6.2 DATOS DE ENTRADA PARA EL MODELAMIENTO**

En etapa final del proyecto, es donde se puede apreciar las variables y requerimientos básicos que se identificaron, los cuales son de gran importancia en el diseño de una plataforma marina fija y son el propósito de esta investigación. En

el anexo F se encuentra el resumen de la metodología planteada y de las variables identificadas durante el proyecto y en este capítulo se hará resumen de la metodología propuesta para identificar las variables y requerimientos básicos necesarios en el modelamiento de la plataforma en el programa SAP2000.

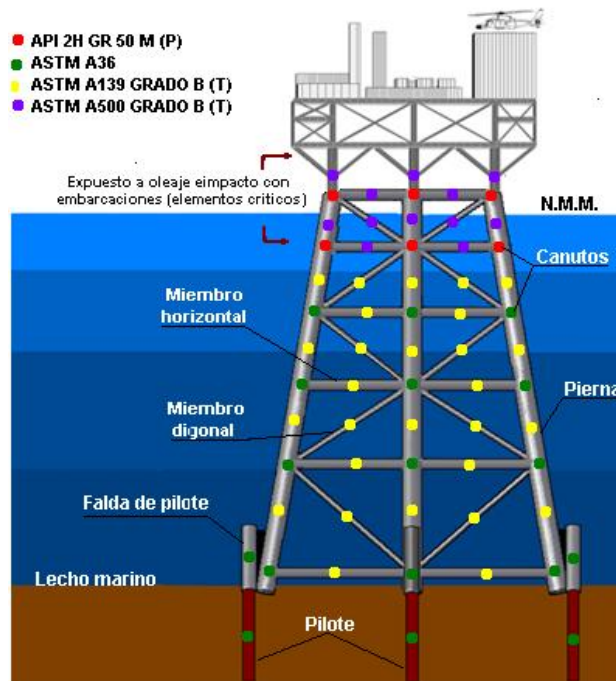
### 6.2.1 Selección de la plataforma marina

Mediante un análisis cualitativo, se decidió que la plataforma mas adecuada para esta investigación era un plataforma tipo Jacket.

### 6.2.2 selección de materiales

De acuerdo a las recomendaciones plasmadas en el API la selección de materiales de la estructura fue la siguiente (ver figura 6.2)

**Figura 6.2. Clasificación de materiales de la estructura Jacket**



Fuente: Diseño autores

De acuerdo a las recomendaciones del API, cuando no se tiene experiencia en el diseño de estructuras costa afuera, se debe iniciar con aceros de bajas

características e ir incrementando su resistencia progresivamente hasta obtener el acero más indicado. Los materiales iniciales utilizados para el modelamiento de la plataforma son:

**ASTM A139 GRADO B,  $F_y = 36$  ksi.....** para los elementos estructurales

**ASTM A500 GRADO B,  $F_y = 42$  ksi.....** para la zona de salpicadura.

### **6.2.3 Pre-dimensionamiento de la plataforma marina**

- a. inicialmente se identificaron los equipos e instalaciones necesarias para una producción de 20000 bopd, con el fin conocer el área de la cubierta y los pesos sobre esta. Las dimensiones de la cubierta son:

Largo= 46 m; Ancho= 21 m

El peso total de los equipos e instalaciones es de 5700 toneladas.

- b. La plataforma de esta investigación alberga procesos complejos y la longitud de la cubierta es de 46 m \* 21 m. Por lo tanto, se considera que la estructura jacket debe tener 6 piernas, y así las luces entre estas no sobrepasará los 15 m, lo cual no es recomendable<sup>152</sup>.

---

<sup>152</sup> NALLAYARASU, S. Offshore structures. Associate Professor. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India Capitulo 2, p. 22

- c. Entre las diferentes configuraciones estructurales, se opto por la configuración tipo X, la cual es la más adecuada en altas profundidades y por tener gran rigidez para afrontar los sismos<sup>153</sup>.
- d. Se presentan 4 modelos de la estructura con diferentes características, con el fin de conocer cual se comporta mejor ante las cargas gravitacionales y las cargas por corrientes marinas. El modelo que se comporto mejor tiene las siguientes características y dimensiones. (Ver figura 6.3).

**Piernas**

Diámetro= 6 ft

Espesor de pared= 1 pulg

**Elementos horizontales**

Diámetro= 3.33 ft

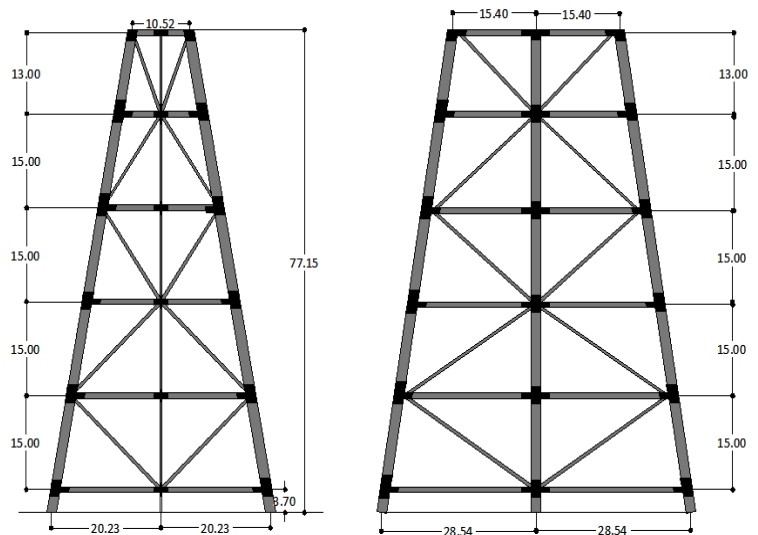
Espesor de pared= 0.5 pulg

**Elementos diagonales**

Diámetro= 2 ft

Espesor de pared= 0.625 pulg

**Figura 6.3. Modelo estructural 3**



Fuente: Diseño autores

<sup>153</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, pag 327.

e. Pre-dimensionada la estructura de la plataforma, se procede a pre-dimensionar la cubierta. Las características de la cubierta son: (ver figura 6.4)

Espesor de la placa del primer nivel= 2.04 cm

Espesor de la placa del 2do y tercer nivel= 1.27 cm

Vigas de la cubierta sección **W36x393**.

Vigueta t-1 sección **HEBX 180**

Vigueta t-2 sección **HEBX 200**

Vigueta t-3 sección **IPEX 240**.

#### **Piernas de la cubierta**

Diámetro= 6 ft

Espesor de pared= 1 pulg

#### **Diagonales exteriores de la cubierta**

Diámetro= 2 ft

Espesor de pared= 0.625 pulg

#### **Columnas interiores de la cubierta**

Diámetro= 3 ft

Espesor de pared= 0.75 pulg

#### **Elementos diagonales interiores de la cubierta**

Diámetro= 1 Ft

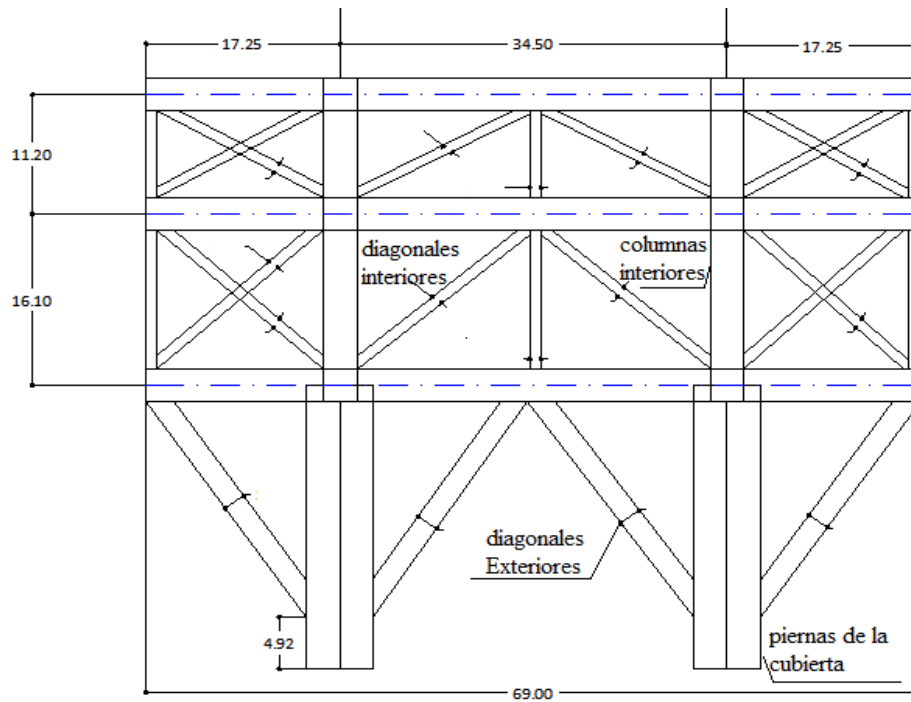
Espesor de pared= 0.5 pulg

## Materiales de la cubierta

ASTM A500 grado B con un  $F_y = 42$  ksi, material Clase B recomendado para piernas a bajas temperaturas<sup>154</sup>.

ASTM A572 grado 42 con un  $F_y = 42$  ksi, material Clase C recomendado para vigas de la cubierta a bajas temperaturas<sup>154</sup>

**Figura 6.4. Configuración estructural eje B en [ft]**

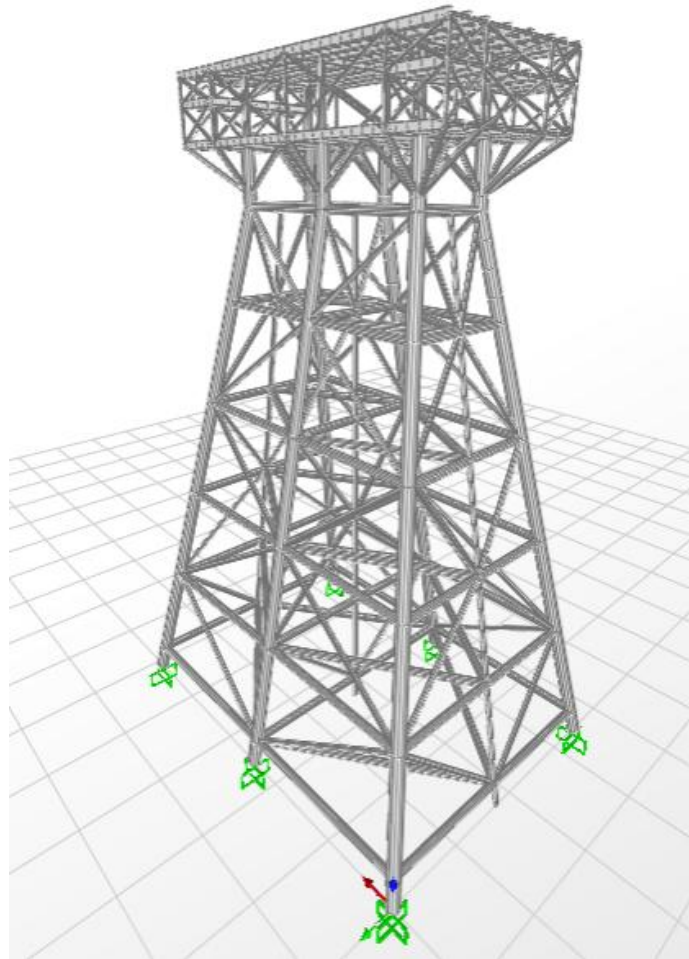


Fuente: Diseño autores

- f. pre-dimensionada la estructura y la cubierta de la plataforma se definió el modelo final de la plataforma marina fija tipo Jacket (ver figura 6.4)

<sup>154</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección I, p. 83-84

**Figura 6.5. Modelo de la plataforma marina fija tipo jacket**



Fuente: Diseño autores

#### **6.2.4 cargas sobre la plataforma**

Las cargas sobre la plataforma se calcularon de acuerdo al API en D1, D2, L1, L2, We y E. A continuación se presenta la clasificación de las diferentes cargas sobre la plataforma

### 6.2.4.1 cargas gravitacionales

**Tabla 6.1. Cargas muertas D1**

CARDA D1				
1	3 Generadores de Motor Diesel y tablero de interruptores (Motor 280 HP-Gen 100 kw)	26,460 lb. 12,0 ton.	30' x 33' x 10' 9,14m x 10,06m x 3,05m	300 lb/ft <sup>2</sup> 1,5 ton/m <sup>2</sup>
2	Sistema y circulación de enfriamiento Bombas más los accesorios	14,850 lb. 6,73 ton.	11' x 8' x 6' 3,35m x 2,44m x 1,83m	225 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
3	Dos plantas de destilación, bombas, Metro más los accesorios	9,950 lb. 4,51 ton.	23' x 10' x 11' 7,01m x 3,05m x 3,35m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
4	Sistema de bombeo para transferencia del petróleo crudo, 2 bombas y accesorios	10,760,4 lb. 4,88 ton.	23' x 22,5' 7,01m x 6,86m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>
5	Sistema de seguridad contra incendios, Bombas y accesorios.	16,520,40 lb. 7,49 ton.	22' x 23' 6,71m x 7,01m	200,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,0 ton/m <sup>2</sup>

Fuente: Diseño autores

**Tabla 6.2. Cargas muertas D2**

CARGAS D2				
6	Habitaciones, equipo de trabajo, tienda, sala de control, Herramienta Casa, Etc.	225,000 lb. 102,4 ton.	69' x 38,5' 21,03 m x 11,73 m	225,0 lb/ft <sup>2</sup> 1,1 ton/m <sup>2</sup>
7	Separadores horizontales: 1r Etapa	82,000 lb (37,19 toneladas)	(3,05m x 8,53m) 10' x 28' 10'	370 lb/ft <sup>2</sup> 1,81 ton/m <sup>2</sup>
8	Separadores horizontales: 2da Etapa	32,000 lb (14,51 toneladas)	10' x 28' 10' (3,05m x 8,53m)	270 (1,32 ton/m <sup>2</sup> )
9	Separadores horizontales: 3ra Etapa	13,000 lb (5,90 toneladas)	10' x 28' 10' (3,05m x 8,53m)	250 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )
10	Desidratador de Petroleo	68,000 lb (30,84)	15' x 60' 8,20" (4,57m x 18,29m)	360 (1,76 ton/m <sup>2</sup> )
11	Compresores del gas (2 unidades) 1r Etapa	2 x (175,000) lb 2 x (79,37)	38' x 18' x 14' (11,58m x 5,18m x 4,26m)	450 (2,20 ton/m <sup>2</sup> )
12	Gas Sweetening: Amine Absorber	2,200 lb (9,98 toneladas)	30" OD x 42' Tower	350 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )
13	Generador de Amina	42,600 lb (19,32 toneladas)	39' x 45' 10' (11,89m x 13,72m)	220 (1,08 ton/m <sup>2</sup> )
14	Sistema de deshidratación ABS glycol	9,500 lb (4,31 toneladas)	30" OD x 24' Tower (Amortiguador de 8	300 (1,47 ton/m <sup>2</sup> )
15	Separador integral (still olum)	2,000 lb (0,907 toneladas)	30" OD x 47' (Amortiguador de 8 bandejas)	300 (1,47 ton/m <sup>2</sup> )
16	Líneas del flujo 2" OD Longitud: 2500 pies 3" OD Longitud: 3500 pies	2,32 toneladas 4,89 toneladas	Longitud: 1000' (304,8 m) Longitud: 1000' (304,8	..... ..
17	Colectores 28 2" laterales 32 3" laterales	2,100 lb (9,52) 4,3840 lb (19,88 toneladas)	11' x 8' 11" (3,35m x 1,83m) 11' x 5' 11" (3,35 x 1,52m)	535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> ) 535 (2,62 ton/m <sup>2</sup> )
18	Unidad de LACT	7,500 lb (3,40 toneladas)	24' x 10' x 14' (7,32m x 3,66m x 4,27m)	250 (1,22 ton/m <sup>2</sup> )

Fuente: Diseño autores

**Tabla 6.3. Cargas vivas L1**

CARGAS L1				
19	Tanque de almacenamiento de petróleo ( forma rectangular. Ahorro de espacio)	9,116,657.28 lb. 4,134.54 ton.	106.4' x 69' x 23' 32.43m x 21.03m x 7.01m	1,241.78 lb/ft² 6.07 ton/m²
20	Tanque de Almacenamiento Y 2 Bombas de aceite de Lubricante Densidad: 0,85	23,430,79 lb. 10,63 ton.	12' x 9' x 4' 3,66m x 2,74m x 1,22m	650 lb/ft² 3,18 ton/m²
21	Sistema de agua dulce, 2 bombas, tanque más los accesorios	54,434,30 lb. 24,69 ton.	12' x 8' x 9' 3,66m x 2,44m x 2,74m	756,03 lb/ft² 3,7 ton/m²
22	Tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipo del tratamiento, etc.	532,269,4 lb. 241,39 ton.	23' x 19,6' x 17' 7,01m x 5,97m x 5,18m	1,473,63 lb/ft² 7,2 ton/m²
23	Almacenamiento de Gas natural, tanques de presión y Accesorios.	1,517,745,60 lb. 688,32 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft² 3,42 ton/m²
24	Gas natural Almacenado para el consumo diario	85,120,62 lb. 38,60 ton.	11' x 52' 3,35 m x 15,85 m	700,11 lb/ft² 3,42 ton/m²

Fuente: Diseño autores

**Tabla 6.4. Cargas vivas L2 sobre la cubierta**

CARGAS L2				
25	LEVANTAMIENTO DE GRUA	_____	_____	12.8 ton
26	CARGA DEL ELICOPTERO	_____	_____	2.26 ton

Fuente: Diseño autores

### Colisión de buque

Las cargas por colisión de buque hacen parte de las cargas de corta duración L2.

De acuerdo al método de instalación adoptado (ver figura 6.6) la fuerza que se transmite a las piernas por colisión de buque es:

$$\text{Fuerza por pierna} = \frac{105.80 \text{ ton}}{3 \text{ pierna}} = 35.27 \text{ ton/pierna}$$

Esta fuerza se distribuye en tres puntos sobre cada pierna, por lo tanto la fuerza en cada punto es:

$$\text{fuerza puntual} = \frac{35.27 \text{ ton}}{3} = 11.76 \text{ ton}$$

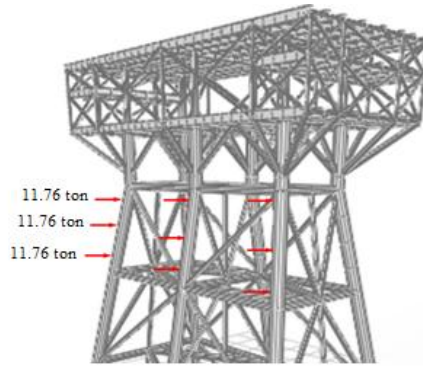
Esta fuerza se aplico en el costado de la estructura Jacket (ver figura 6.7)

**Figura 6.6. Tipo de defensa contra la colisión de buques**



Fuente: <http://en.dot-corp.com/news/page,1/>

**Figura 6.7. Distribución de la fuerza puntual sobre la plataforma**



Fuente: Diseño autores

#### **6.2.4.2 Cargas ambientales WE**

Las cargas ambientales que se tuvieron en cuenta son las siguientes:

##### **a. Fuerzas por viento**

$$F_x = 0.5 * 1 * 1.226 * 22.70 * 724.35 = 23.34 \text{ Ton} = 51455.89 \text{ lb}$$

La carga de viento en dirección X se calcula para actuar a una altura de 55.07 Ft ó 16.79 m sobre el nivel del mar.

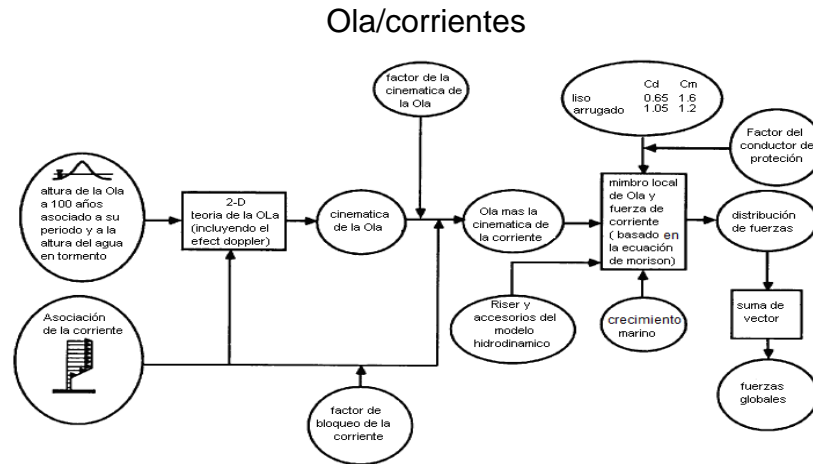
$$F_y = 0.5 * 1 * 1.226 * 22.39 * 878.73 = 27 \text{ Ton} = 59524.81 \text{ lb}$$

La carga de viento en dirección Y se calcula para actuar a una altura de 49.31 Ft ó 15.03 m sobre el nivel del mar.

**b. Análisis estático de la ola/corriente**

En el análisis estático ola/corriente se tendrán en cuenta el crecimiento marino, las cargas por flotación y la línea de lodo, recordando que la estructura se encuentra enterrada 2 metros.

**Figura 6.8** metodología para el cálculo de las fuerzas producidas por



Fuente: Norma API 2A-LRFD sección C

Si seguimos la metodología planteada en el API (ver figura 6.8) los datos de entrada que se necesitan son:

1. Altura de ola a 100 años, asociado al periodo y a la altura del agua en tormenta. (ver tabla 6.5)

**Tabla 6.5** datos relacionados con la ola de diseño

RETURN PERIOD (YEARS)	PARAMETERS			
	HS	PEAK PERIOD	HMAX	HCREST
5	2.50	8.35	4.83	2.90
25	3.59	8.90	6.47	3.90
50	4.29	9.97	7.78	4.86
100	4.93	10.89	8.95	5.69
200	5.55	11.74	10.06	6.47
1000	6.93	13.52	12.58	8.22

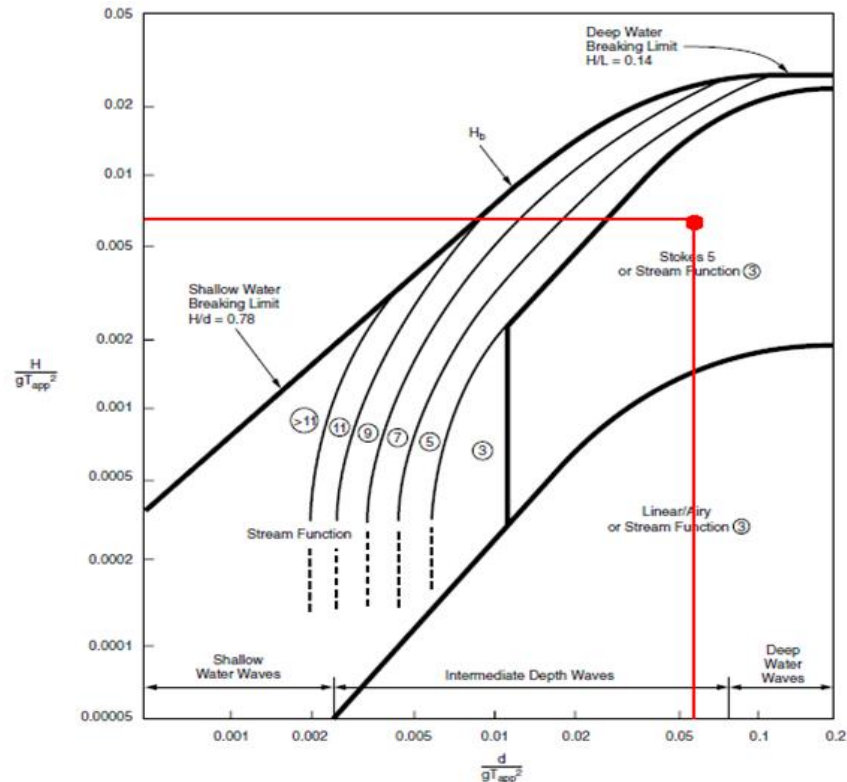
Fuente: CARIMOS-Offshore Cabo de la vela, CHEVRONTEXACO, JULY 2004

El cambio de marea astronómica mas la altura de marejada es igual a 0.47 m

## 2. Teoría de la Ola incluyendo el efecto Doppler

La teoría más adecuada para nuestras condiciones es la teoría de stokes 5<sup>orden</sup>.  
(Ver figura 6.9)

**Figura 6.9** Área de aplicación de las funciones stream, stokes V y teoría lineal



Fuente: norma API 2A-LRFD sección C

## 3. cinemática de la Ola

Para tormentas tropicales el factor de la cinemática de ola esta entre 0.85 a 0.95.<sup>155</sup> Para esta investigación se opto por un factor de la cinemática de la ola de 0.9 siendo este el promedio.

A continuación se puede observar como ingresar estos datos al programa SAP2000.

<sup>155</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 29

**Figura 6.10. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 1**

**Wave Load Pattern**

Wave Load Pattern Parameters

Wave Characteristics: Default [Add] [Modify/Show] [Delete]

Current Profile: None [Add] [Modify/Show] [Delete]

Marine Growth: None [Add] [Modify/Show] [Delete]

Drag and Inertia Coefficients: API Default [Add] [Modify/Show] [Delete]

Wind Load: None [Add] [Modify/Show] [Delete]

Include Buoyant Loads

Wave Load Pattern Discretization

Maximum Discretization Segment Size: 1.524

Wave Crest Position

Global X Coord of Pt on Initial Crest Position: 0

Global Y Coord of Pt on Initial Crest Position: 0

Number of Wave Crest Positions Considered: 1

Wave Direction

Wave Approach Angle in Degrees: 0

Vertical Reference Elevation for Wave

Global Z Coordinate of Vertical Datum: 75

Other Vertical Elevations Relative To Datum

Mudline from Datum: -73

High Tide from Datum: -0.47

Sea Water Properties

Water Weight Density: 1.0252

[Show Wave Table] [Show Wave Plot]

[OK] [Cancel]

distancia desde la superficie del mar hasta los apoyos de la estructura

distancia desde la superficie del mar hasta el suelo marino

cambio de marea astronómica y marejadas

Fuente: Diseño autor

**Figura 6.11 Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 2**

**Wave Characteristics**

Edit

Wave Characteristic Name: Default

Wave Factors

Wave Kinematics Factor: 0.9

Storm Water Depth: 73.47

Wave Data

Wave Height: 18.95

Wave Period: 10.89

Wave Type

From Selected Wave Theory

User Defined

Wave Theory

Airy Wave Theory (Linear)

Stokes Wave Theory Order: 5

Cnoidal Wave Theory Order: [ ]

[OK] [Cancel]

factor de la cinemática de la ola

trante de agua en tormenta

altura de la ola a 100 años

periodo de la ola a 100 años

teoría de la ola a utilizar

Fuente: Diseño autor

#### 4. Factor de bloqueo

Para una estructura Jacket de 6 piernas el factor de bloque esta en el rango entre 0.75 a 0.85.<sup>156</sup> Para esta investigación se opto por un factor de bloqueo de 0.8 siendo este el promedio.

**Figura 6.12. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 3**

	Vert from Datum	Current Velocity	Current Direction
1	0.	0.514	0.

Fuente: Diseño autor

#### 5. crecimiento Marino

De acuerdo al API cuando no hay un estudio de la tasa de crecimiento marino se deben tomar los siguientes parámetros.

0, - 46 m  $\phi$  38 mm aumento de crecimiento marino<sup>157</sup>

-46, -73 m  $\phi$  0 mm no hay crecimiento Marino<sup>157</sup>.

<sup>156</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 29

<sup>157</sup> Ibid., ref. 6, p 40.

**Figura 6.13. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 4**

Marine Growth Data

Marine Growth Name: WMG1

Data Is Specified at This Number of Elevations: 3

	Vert from Datum	Growth Thick
1	0	0.038
2	-46	0.038
3	-73	0

Fuente: Diseño autor

6. coeficientes de inercia y arrastre. De acuerdo al API<sup>158</sup> los parámetros de inercia y arrastre más adecuados para el modelamiento son:

Corrugado  $C_d = 1.05$ ,  $C_m = 1.2$  0, - 46 m de profundidad

Liso  $C_d = 0.65$ ,  $C_m = 1.6$  -46, -73 m de profundidad

**Figura 6.14. Datos de entrada para el cálculo estático de ola/corriente paso 5**

Drag and Inertia Coefficients

Drag and Inertia Coefficient Name: WDICT

Data Is Specified at This Number of Elevations: 3

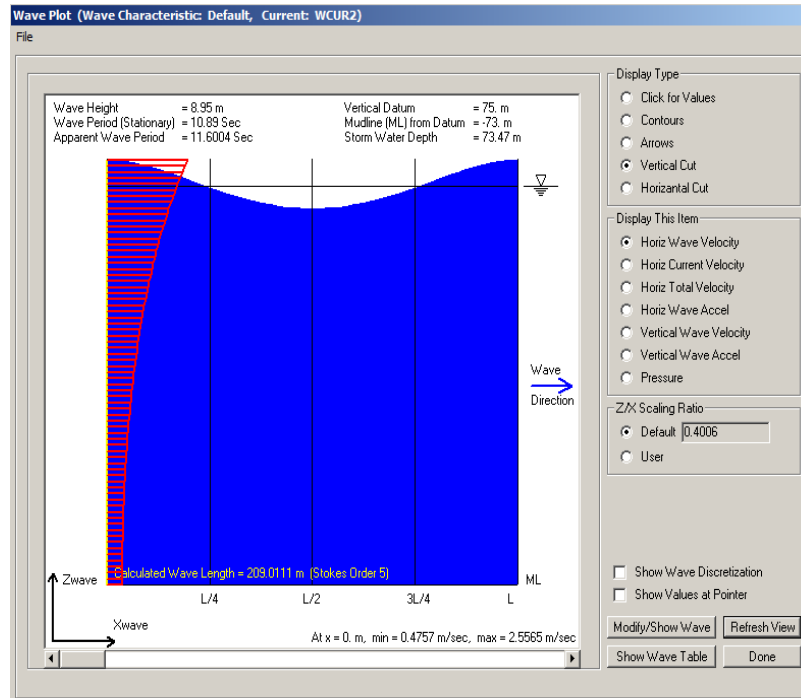
	Vert from Datum	Drag Coeff	Inertia Coeff
1	0	1.05	1.2
2	-46	1.05	1.2
3	-73	0.65	1.6

Fuente: Diseño autor

<sup>158</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 29

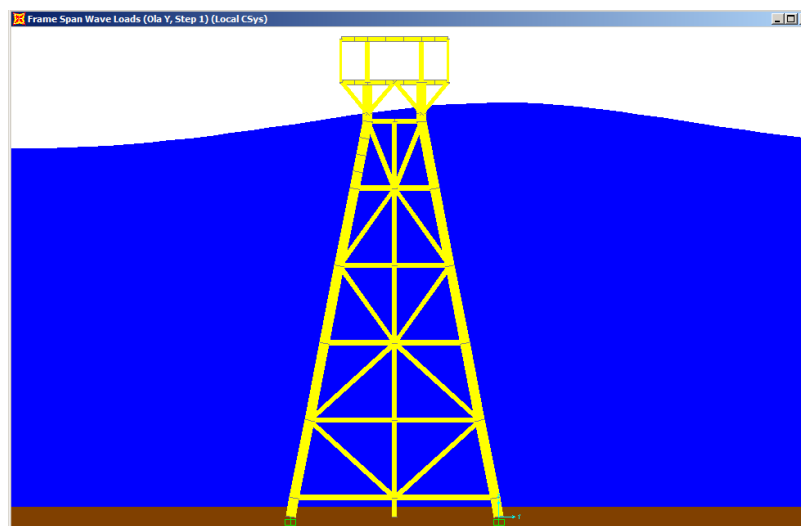
7. calculo de la fuerza ola/corriente mediante la teoría de Morison.

**Figura 6.15. Perfil vertical de las velocidades ola/corriente**



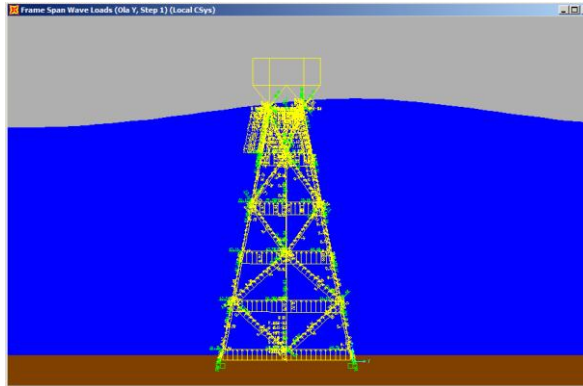
Fuente: Diseño autor

**Figura 6.16. Detalle cuando la ola golpea a la plataforma en sentido Y**



Fuente: Diseño autor

**Figura 6.17. Cargas de ola/corriente y flotación**

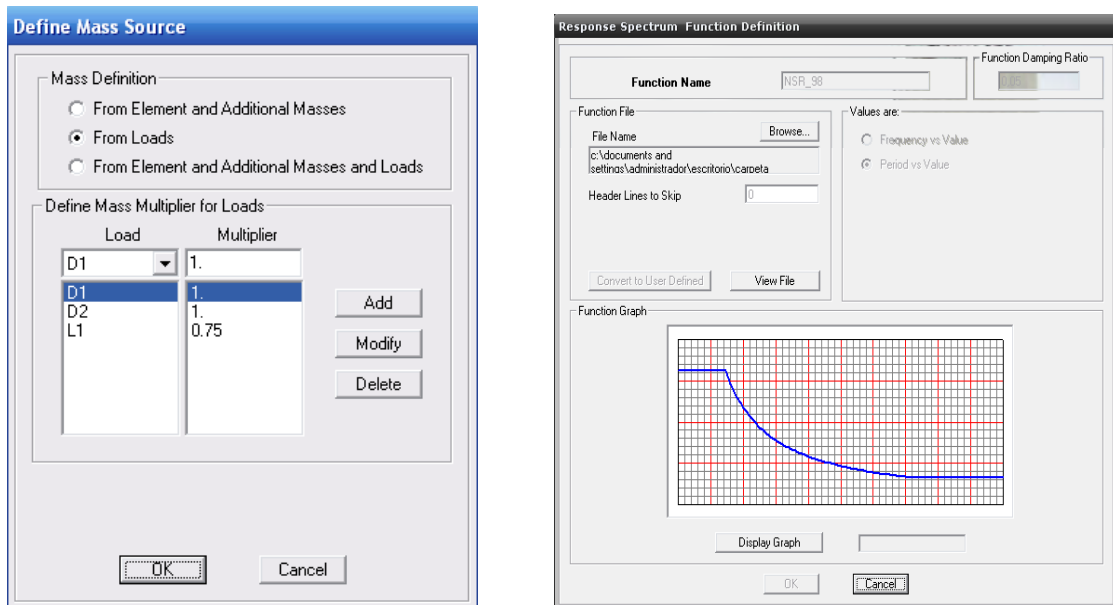


Diseño: Autor

### 6.2.4.3 Carga de Sismo E

Siguiendo las recomendaciones dadas por el API<sup>159</sup> las cargas que se utilizaron en el análisis sísmico fueron D1, D2, 0.75L1. (Ver figura 6.18).

**Figura 6.18. Definición de masas para el análisis sísmico y espectro de diseño**



Fuente: Diseño autor

<sup>159</sup> Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección C, p. 44.

### 6.3 CHEQUEOS EN LA ESTRUCTURA

La estructura será analizada de acuerdo a las siguientes especificaciones:

#### 6.3.1 sismo

*Derivas:* es el desplazamiento horizontal relativo entre dos puntos colocados en la misma línea vertical, en dos pisos o niveles consecutivos. De acuerdo a la norma colombiana NSR-98<sup>160</sup>, la deriva máxima evaluada no puede exceder los límites establecidos en el capítulo A.6-1 en la cual la se expresa con un porcentaje de la altura de piso , $h_{pi}$ .

$$\text{Deriva Máxima} = \% * h_{pi}$$

$$\text{Deriva} = \sqrt{(Ux_i - Ux_{i-1})^2 + (Uy_i - Uy_{i-1})^2} \dots \text{Eq 6.1}$$

Donde,

- $Ux_i$  = Desplazamiento del piso analizado con respecto a la base en X
- $Ux_{i-1}$  = Desplazamiento del piso anterior con respecto a la base en X
- $Uy_i$  = Desplazamiento del piso analizado con respecto a la base en Y
- $Uy_{i-1}$  = Desplazamiento del piso anterior con respecto a la base en Y

Para este modelamiento se asume que la deriva máxima no debe exceder a 0.3% de la altura de piso o nivel. Por lo tanto la deriva máxima es:

$$\text{Deriva Máxima} = 0.003 * h_{pi}$$

$$\text{Deriva máxima 1} = 0.003 * 3.7 = 0.0111 \text{ m}$$

$$\text{Deriva máxima 2} = 0.003 * 15 = 0.045 \text{ m}$$

$$\text{Deriva máxima 3} = 0.003 * 13 = 0.039 \text{ m}$$

---

<sup>160</sup> Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo resistente. Requisitos Generales de diseño y construcción sismo resistente. Tomo 1. NSR-98, 1997. Título A, p. 55.

Los combos utilizados son:

COMBO 1 100% en X y 30 % En Y;

COMBO 2 100% en Y y 30 % EN X;

Sismo X 100% X

Sismo Y 100% Y

### **6.3.2 Cargas gravitacionales y ambientales**

Para el análisis de cargas gravitacionales y ambientales se analizaron los siguientes casos:

Carga muerta D1

Carga muerta D2

Carga viva L1

Carga viva L2

Carga ambiental  $W_x$  sentido X

Carga ambiental  $W_y$  sentido Y

D1+D2+L1+L2

$1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35W_x$ .

$1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35W_y$

### **6.3.3 fatiga**

Las estructuras costa afuera se encuentran sometidas a la acción constante de las condiciones ambientales, el cual genera un número muy grande de ciclos de esfuerzos de carga, los cuales van deteriorando la estructura progresivamente.

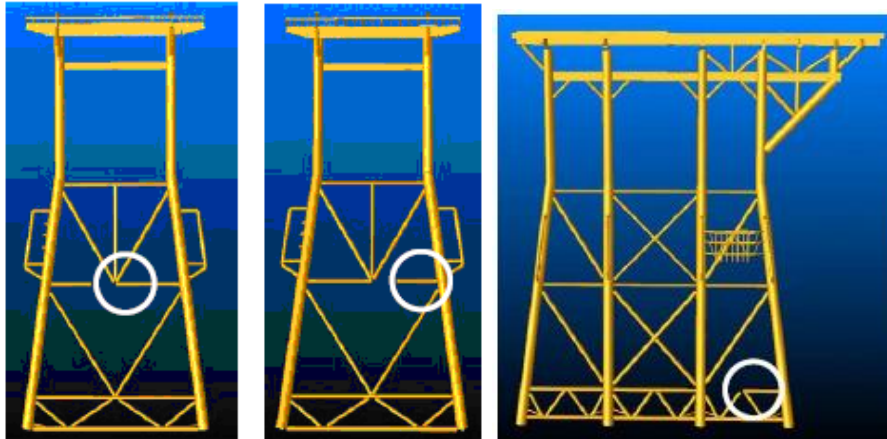
Entre los principales tipos de daño acumulable se encuentra el debido a fatiga, el cual se manifiesta en la aparición y propagación de grietas que debilitan la capacidad de carga de los elementos estructurales<sup>161</sup> (ver figura 11).

---

<sup>161</sup> SILVA GONZALES, Francisco L y HEREDIA ZAVONI, Ernesto. Confiabilidad sísmica de plataformas marinas con daño por fatiga para la elaboración de planes de inspección basados en riesgo. Revista de Ingeniería Sísmica No. 77 1-21 (2007).

El efecto de daño por fatiga es la reducción de la capacidad resistente global de la plataforma y por lo tanto el aumento de riesgo de una falla durante eventos extremos como los sismos.

**Figura 6.19. Grietas en la juntas por el daño por fatiga**



Fuente: Revista de Ingeniería Sísmica No. 77 1-21 (2007).

En el diseño de conexiones tubulares, se deben considerar los problemas de fatiga a la relación con los esfuerzos cíclicos. Se debe realizar un análisis detallado de fatiga para las plantillas de la estructura<sup>162</sup>. Es recomendable usar una técnica de análisis espectral, también se pueden utilizar métodos racionales que puedan proveer una adecuada representación de las fuerzas y mostrar las respuestas de los miembros<sup>163</sup>.

---

162. SILVA GONZALES, Francisco L y HEREDIA ZAVONI, Ernesto. Confiabilidad sísmica de plataformas marinas con daño por fatiga para la elaboración de planes de inspección basados en riesgo. Revista de Ingeniería Sísmica No. 77 1-21 (2007).

163. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección F, p. 61.

### 6.3.3.1 Análisis de fatiga

Un análisis de daño acumulado por fatiga se debe realizar de la siguiente manera cuando este sea necesario:

1. El ambiente de las olas debería derivarse, como la suma de todas las condiciones del mar que se esperan a un largo plazo. Esto puede ser condensado para fines de análisis estructural dentro la representación de los condiciones del mar, caracterizados por los espectros de energías de las olas y parámetros físicos, junto con una probabilidad de ocurrencia<sup>164</sup>.
2. Se debe realizar un análisis estructural espacial para obtener una respuesta estructural en términos del esfuerzo nominal de los miembros, por las fuerzas de las olas aplicadas a la estructura. Se recomienda un factor de cargas = 1 para estos análisis. Se recomienda que para el cálculo de las fuerzas ejercidas por las olas no deba tenerse en cuenta las corrientes marinas, por lo tanto no son necesarios los cálculos del factor de bloqueo y el periodo aparente. Además, el factor de la cinemática de la ola y el factor de protección deben ser tomados como 1 para olas de fatiga. El factor de inercia y de arrastre para miembros rugosos deben ser igual a,  $C_m=2$  y  $C_d=0.8$ , para miembros lisos.  $C_m=0.5$  y  $C_d=0.8$ <sup>164</sup>.

Se debe usar una técnica de análisis espectral para determinar la respuesta de esfuerzo para cada condición del mar. Los efectos dinámicos deben ser considerados para las condiciones del mar, teniendo la energía significativa alrededor del periodo natural de una plataforma<sup>164</sup>.

---

164. Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003. Sección F, p. 61.

3. El esfuerzo local que ocurre dentro de las conexiones tubulares se debe considerar en términos de esfuerzos hot spot, localizados en las inmediaciones adyacentes a la intersección de uniones, usando un factor adecuado de concentración de esfuerzo.
4. En cada lugar, alrededor de las intersecciones de los miembros de interés, se debe calcular la respuesta de esfuerzo para las diferentes condiciones del mar, aportando consideraciones globales y locales adecuadas.

La respuesta de esfuerzo debe ser combinada a lo largo de los términos de distribución de esfuerzo, los cuales deben ser usados para calcular el radio de daño acumulado por fatiga,  $D_r$ , donde:

$$D_r = \sum (n/N)$$

Donde:

$n$ = numero de ciclos aplicados al rango de esfuerzo dado

$N$ = numero de ciclos en el rango de esfuerzo dado, admisible para una apropiada curva S-N.

Alternativamente, el radio de daño puede ser calculado para cada condición del mar y combinado para obtener el radio de daño acumulado.

5. En general, el diseño por fatiga de cada unión y miembro debería ser para por lo menos 2 veces la intensidad de vida de servicio de la estructura (factor de seguridad 2). Se deben considerar factores de seguridad más grandes para los elementos críticos, los cuales al fallar pueden causar daños catastróficos,

Cuando el daño por fatiga ocurre por otras cargas cíclicas, tales como transportación, se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$\sum SF_i D_{ri} \leq 1$$

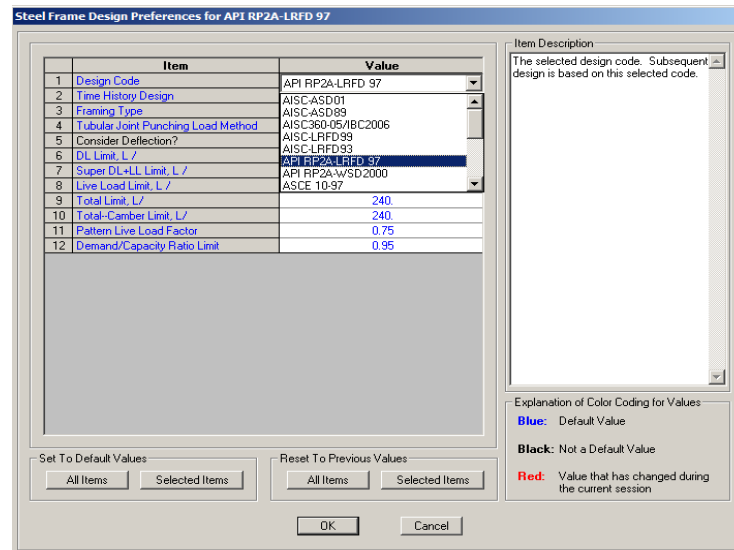
Donde  $D_{ri}$  es el radio de daño por fatiga para cada tipo de carga y  $SF_i$  es el factor de seguridad asociado.

Para el modelamiento de la plataforma se hará un análisis simplificado por fatiga con la ayuda del programa SAP2000.

### 6.3.4 Chequeo de elementos

Los elementos que conforman la estructura serán chequeados antes los diferentes combos, casos y especificaciones, luego se hacen algunos cambios dentro de las asignaciones realizadas inicialmente hasta tanto se cumplan los requisitos plasmados en la norma API LFRD sección D, E y F. Estos chequeos se harán con la ayuda del programa SAP2000. (Ver figura 6.20).

**Figura 6.20. Código para el chequeo de los elementos de la plataforma**

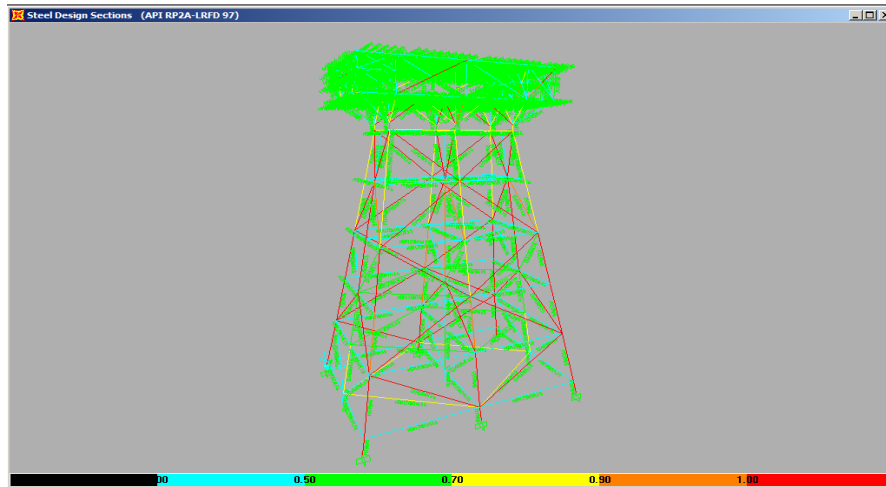


Fuente: Diseño autor

Inicialmente la plataforma no cumplió con las especificación plasmadas en el API (ver figura 6.21) por lo que se incremento la resistencia de los materiales y las

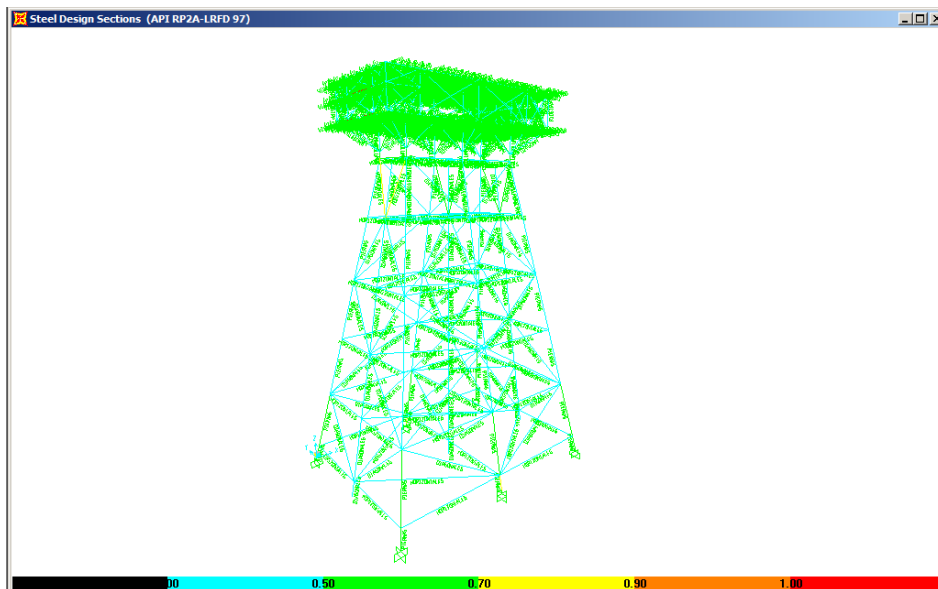
secciones de los elementos que lo requerían, hasta que la estructura cumpliera con los requisitos anteriormente mencionados (ver figura 6.22).

**Figura 6.21. Análisis inicial de la estructura**



Fuente: Diseño autor

**Figura 6.22. Análisis final de la estructura**



Fuente: Diseño autor

## 6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS FINALES

Las asignaciones finales que se realizaron se muestran a continuación

### 6.4.1 Dimensiones y características de la estructura

#### *Piernas*

Diámetro= 6.33 ft

Espesor de pared= 1.25 pulg.

#### *Elementos horizontales*

Diámetro= 3.33 ft

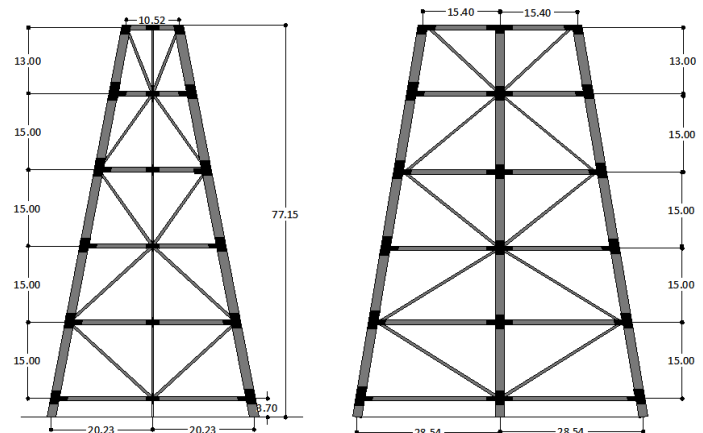
Espesor de pared= 0.5 pulg

#### *Elementos diagonales*

Diámetro= 3 ft

Espesor de pared= 0.75 pulg

Figura 6.23. Modelo estructural 3



Fuente: Diseño autor

#### **Materiales de la estructura**

El materiales utilizado en la estructura es ASTM A572 grado 50, material Clase C recomendado para piernas a bajas temperaturas<sup>10</sup>

### 6.4.2 Dimensiones y características de la cubierta

#### *Piernas de la cubierta*

Diámetro= 6 ft

Espesor de pared= 1 pulg

#### *Diagonales exteriores*

Diámetro= 3 ft

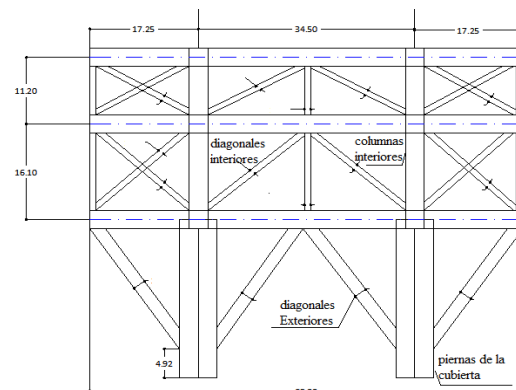
Espesor de pared= 0.75 pulg

#### *Columnas interiores*

Diámetro= 3 ft

Espesor de pared= 0.75 pulg

Figura 6.24. Configuración estructural eje B en [ft]



Fuente: Diseño autor

### ***Elementos diagonales interiores***

Diámetro= 1.5 Ft

Espesor de pared= 0.625 pulg

### **Materiales de la cubierta**

Los materiales utilizados en la cubierta son:

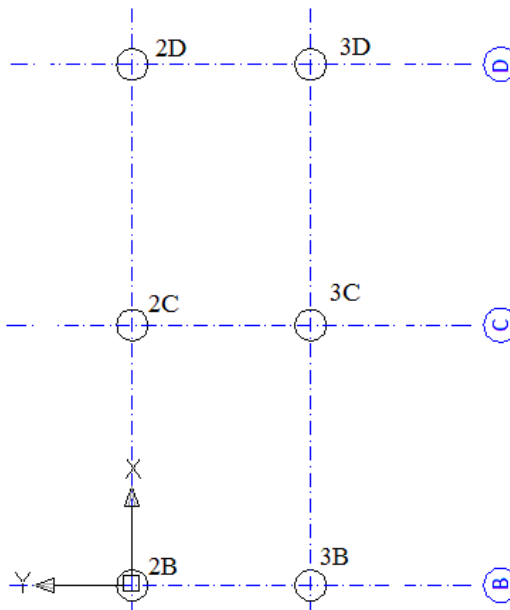
ASTM A572 grado 50 con un  $F_y = 50$  ksi, material Clase C recomendado para piernas a bajas temperaturas<sup>10</sup>.

ASTM A572 grado 42 con un  $F_y = 42$  ksi, material Clase C recomendado para vigas de la cubierta a bajas temperaturas<sup>39</sup>

### **6.4.3 Calculo de derivas**

Las derivas se calcularon en los niveles de cada pierna, las convenciones de cada pierna se pueden apreciar en la figura 6.25.

**Figura 6.25. Convenciones de los apoyos de la plataforma**



Fuente: Diseño autor

Los cálculos de las derivas se presentan a continuación.

Tabla 6.6. Cálculo de derivas combo 1

DESPLAZAMIENTOS COMBO 1 SISMO 100%X+30%Y							
	altura	COMBO	CASO TIPO	Desplazamiento X	Deriva X	Desplazamiento Y	Deriva Y
pierna	Text	Text	Text	m	m	m	m
2D							
	3.7	COMB1	Combination	6.85E-04	6.85E-04	5.84E-04	5.84E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00558	0.0048952	0.00364	0.0030559
	33.7	COMB1	Combination	0.01034	0.00476	0.00672	0.00308
	48.7	COMB1	Combination	0.01582	0.00548	0.011219	0.004499
	63.7	COMB1	Combination	0.02221	0.00639	0.01946	0.008241
	76.7	COMB1	Combination	0.02781	0.0056	0.0286	0.00914
2C							
	3.7	COMB1	Combination	1.56E-03	1.56E-03	0.0006337	6.34E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00562	0.00406	0.00354	0.0029063
	33.7	COMB1	Combination	0.01032	0.0047	0.00649	0.00295
	48.7	COMB1	Combination	0.01583	0.00551	0.01196	0.00547
	63.7	COMB1	Combination	0.02231	0.00648	0.01899	0.00703
	76.7	COMB1	Combination	0.02859	0.00628	0.02702	0.00803
2B							
	3.7	COMB1	Combination	7.91E-04	7.91E-04	6.11E-04	6.11E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00555	0.004759	0.00381	0.0031995
	33.7	COMB1	Combination	0.01032	0.00477	0.00703	0.00322
	48.7	COMB1	Combination	0.01581	0.00549	0.01271	0.00568
	63.7	COMB1	Combination	0.02221	0.0064	0.02018	0.00747
	76.7	COMB1	Combination	0.02771	0.0055	0.02873	0.00855
3D							
	3.7	COMB1	Combination	7.22E-01	7.22E-01	5.78E-04	5.78E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00583	-0.71597	0.00362	0.0030418
	33.7	COMB1	Combination	0.01079	0.00496	0.00672	0.0031
	48.7	COMB1	Combination	0.01638	0.00559	0.01216	0.00544
	63.7	COMB1	Combination	0.02295	0.00657	0.01946	0.0073
	76.7	COMB1	Combination	0.02856	0.00561	0.02859	0.00913
3C							
	3.7	COMB1	Combination	1.67E-03	1.67E-03	0.000633	6.33E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00588	0.00421	0.00354	0.002907
	33.7	COMB1	Combination	0.01078	0.0049	0.00649	0.00295
	48.7	COMB1	Combination	0.0164	0.00562	0.01196	0.00547
	63.7	COMB1	Combination	0.02307	0.00667	0.01899	0.00703
	76.7	COMB1	Combination	0.02943	0.00636	0.02703	0.00804
3B							
	3.7	COMB1	Combination	8.24E-04	8.24E-04	6.05E-04	6.05E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00581	0.004986	0.0038	0.0031951
	33.7	COMB1	Combination	0.01078	0.00497	0.00703	0.00323
	48.7	COMB1	Combination	0.01638	0.0056	0.01268	0.00565
	63.7	COMB1	Combination	0.02295	0.00657	0.02018	0.0075
	76.7	COMB1	Combination	0.02853	0.00558	0.02875	0.00857

Fuente: Diseño autor

Tabla 6.7. Cálculo de derivas combo 2

DESPLAZAMIENTOS COMBO 1 SISMO 100%Y+30%X							
	altura	COMBO	CASO TIPO	Desplazamiento x	Deriva X	Desplazamiento Y	Deriva Y
pierna	Text	Text	Text	m	m	m	m
2D							
	3.7	COMB2	Combination	3.44E-04	3.44E-04	1.73E-03	1.73E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00261	0.0022659	0.01127	0.00954
	33.7	COMB2	Combination	0.00319	0.00058	0.02111	0.00984
	48.7	COMB2	Combination	0.00511	0.00192	0.03897	0.01786
	63.7	COMB2	Combination	0.0067	0.00159	0.06253	0.02356
	76.7	COMB2	Combination	0.00842	0.00172	0.09209	0.02956
2C							
	3.7	COMB2	Combination	4.75E-04	4.75E-04	2.11E-03	2.11E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00171	0.001235	0.01181	0.0097
	33.7	COMB2	Combination	0.00313	0.00142	0.02163	0.00982
	48.7	COMB2	Combination	0.00478	0.00165	0.03986	0.01823
	63.7	COMB2	Combination	0.00672	0.00194	0.0633	0.02344
	76.7	COMB2	Combination	0.00859	0.00187	0.09007	0.02677
2B							
	3.7	COMB2	Combination	5.66E-04	5.66E-04	1.84E-03	1.84E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00227	0.001704	0.01193	0.01009
	33.7	COMB2	Combination	0.00311	0.00084	0.02225	0.01032
	48.7	COMB2	Combination	0.00486	0.00175	0.04082	0.01857
	63.7	COMB2	Combination	0.00668	0.00182	0.06513	0.02431
	76.7	COMB2	Combination	0.00834	0.00166	0.09296	0.02783
3D							
	3.7	COMB2	Combination	3.51E-04	3.51E-04	1.73E-03	1.73E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00265	0.0022995	0.01127	0.00954
	33.7	COMB2	Combination	0.00332	0.00067	0.02112	0.00985
	48.7	COMB2	Combination	0.00526	0.00194	0.03895	0.01783
	63.7	COMB2	Combination	0.00692	0.00166	0.06253	0.02358
	76.7	COMB2	Combination	0.00863	0.00171	0.09209	0.02956
3C							
	3.7	COMB2	Combination	5.06E-04	5.06E-04	2.11E-03	2.11E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00178	0.0012744	0.01181	0.0097
	33.7	COMB2	Combination	0.00326	0.00148	0.02164	0.00983
	48.7	COMB2	Combination	0.00494	0.00168	0.03985	0.01821
	63.7	COMB2	Combination	0.00694	0.002	0.0633	0.02345
	76.7	COMB2	Combination	0.00884	0.0019	0.09009	0.02679
3B							
	3.7	COMB2	Combination	5.71E-04	5.71E-04	1.84E-03	1.84E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00233	0.0017586	0.01193	0.01009
	33.7	COMB2	Combination	0.00324	0.00091	0.02226	0.01033
	48.7	COMB2	Combination	0.00503	0.00179	0.04081	0.01855
	63.7	COMB2	Combination	0.00689	0.00186	0.06513	0.02432
	76.7	COMB2	Combination	0.00859	0.0017	0.09306	0.02793

Fuente: Diseño autor

Tabla 6.8. Cálculo de derivas sismo X

DESPLAZAMIENTOS SISMO X 100% X							
	altura	COMBO	CASO TIPO	Desplazamiento x	Deriva X	Desplazamiento y	Deriva Y
pierna	Text	Text	Text	m	m	m	m
2D							
	3.7	COMB1	Combination	6.80E-04	6.80E-04	2.69E-04	2.69E-04
	18.7	COMB1	Combination	5.54E-03	4.86E-03	0.00134	1.07E-03
	33.7	COMB1	Combination	0.01033	4.79E-03	2.25E-03	9.10E-04
	48.7	COMB1	Combination	0.01581	5.48E-03	0.00348	1.23E-03
	63.7	COMB1	Combination	0.02221	6.40E-03	0.00519	1.71E-03
	76.7	COMB1	Combination	0.02781	5.60E-03	0.00742	2.23E-03
2C							
	3.7	COMB1	Combination	0.00156	1.56E-03	2.09E-06	2.09E-06
	18.7	COMB1	Combination	0.00562	4.06E-03	1.29E-05	1.08E-05
	33.7	COMB1	Combination	0.01031	4.69E-03	2.43E-05	1.14E-05
	48.7	COMB1	Combination	0.01583	5.52E-03	5.60E-05	3.17E-05
	63.7	COMB1	Combination	0.02231	6.48E-03	1.12E-04	5.56E-05
	76.7	COMB1	Combination	0.02859	6.28E-03	2.20E-04	1.08E-04
2B							
	3.7	COMB1	Combination	7.76E-04	7.76E-04	2.65E-04	2.65E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00553	4.75E-03	0.00132	1.06E-03
	33.7	COMB1	Combination	0.01032	4.79E-03	0.00222	9.00E-04
	48.7	COMB1	Combination	0.01581	5.49E-03	0.00342	1.20E-03
	63.7	COMB1	Combination	0.0222	6.39E-03	0.00507	1.65E-03
	76.7	COMB1	Combination	0.0277	5.50E-03	0.00691	1.84E-03
3D							
	3.7	COMB1	Combination	7.17E-04	7.17E-04	2.56E-04	2.56E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.0058	5.08E-03	0.00131	1.05E-03
	33.7	COMB1	Combination	0.01079	4.99E-03	0.00225	9.40E-04
	48.7	COMB1	Combination	0.01637	5.58E-03	0.00338	1.13E-03
	63.7	COMB1	Combination	0.02295	6.58E-03	0.00518	1.80E-03
	76.7	COMB1	Combination	0.02856	5.61E-03	0.00739	2.21E-03
3C							
	3.7	COMB1	Combination	0.00167	1.67E-03	2.17E-06	2.17E-06
	18.7	COMB1	Combination	0.00588	4.21E-03	1.27E-05	1.06E-05
	33.7	COMB1	Combination	0.01078	4.90E-03	2.43E-05	1.15E-05
	48.7	COMB1	Combination	0.0164	5.62E-03	5.63E-05	3.21E-05
	63.7	COMB1	Combination	0.02307	6.67E-03	1.11E-04	5.47E-05
	76.7	COMB1	Combination	0.02943	6.36E-03	2.20E-04	1.09E-04
3B							
	3.7	COMB1	Combination	8.09E-04	8.09E-04	2.51E-04	2.51E-04
	18.7	COMB1	Combination	0.00579	4.98E-03	0.00129	1.04E-03
	33.7	COMB1	Combination	0.01078	4.99E-03	0.00221	9.20E-04
	48.7	COMB1	Combination	0.01638	5.60E-03	0.00332	1.11E-03
	63.7	COMB1	Combination	0.02295	6.57E-03	0.00506	1.74E-03
	76.7	COMB1	Combination	0.02853	5.58E-03	0.00689	1.83E-03

Fuente: Diseño autor

Tabla 6.9. Cálculo de derivas sismo Y

DESPLAZAMIENTOS COMBO 1 SISMO Y 100%Y							
	altura	COMBO	CASO TIPO	Desplazamiento x	Deriva X	Desplazamiento Y	Deriva Y
pierna	Text	Text	Text	m	m	m	m
2D							
	3.7	COMB2	Combination	2.77E-04	2.77E-04	1.73E-03	1.73E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00201	1.73E-03	0.01126	9.53E-03
	33.7	COMB2	Combination	7.73E-04	-1.24E-03	0.0211	9.84E-03
	48.7	COMB2	Combination	0.0019	1.13E-03	0.03895	1.79E-02
	63.7	COMB2	Combination	7.45E-04	-1.16E-03	0.06251	2.36E-02
	76.7	COMB2	Combination	0.00114	3.96E-04	0.09206	2.96E-02
2C							
	3.7	COMB2	Combination	8.39E-05	8.39E-05	2.11E-03	2.11E-03
	18.7	COMB2	Combination	2.76E-04	1.92E-04	0.01181	9.70E-03
	33.7	COMB2	Combination	4.67E-04	1.91E-04	0.02163	9.82E-03
	48.7	COMB2	Combination	5.56E-04	8.90E-05	0.03986	1.82E-02
	63.7	COMB2	Combination	6.01E-04	4.49E-05	0.0633	2.34E-02
	76.7	COMB2	Combination	5.40E-04	-6.10E-05	0.09007	2.68E-02
2B							
	3.7	COMB2	Combination	5.17E-04	5.17E-04	1.83E-03	1.83E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00155	1.03E-03	0.01192	1.01E-02
	33.7	COMB2	Combination	2.67E-04	-1.28E-03	0.02224	1.03E-02
	48.7	COMB2	Combination	0.00108	8.13E-04	0.0408	1.86E-02
	63.7	COMB2	Combination	4.54E-04	-6.26E-04	0.06511	2.43E-02
	76.7	COMB2	Combination	7.18E-04	2.64E-04	0.09294	2.78E-02
3D							
	3.7	COMB2	Combination	2.77E-04	2.77E-04	1.73E-03	1.73E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.002	1.72E-03	0.01126	9.53E-03
	33.7	COMB2	Combination	7.48E-04	-1.25E-03	0.02111	9.85E-03
	48.7	COMB2	Combination	0.00187	1.12E-03	0.03894	1.78E-02
	63.7	COMB2	Combination	6.52E-04	-1.22E-03	0.06251	2.36E-02
	76.7	COMB2	Combination	0.00101	3.58E-04	0.09206	2.96E-02
3C							
	3.7	COMB2	Combination	7.80E-05	7.80E-05	2.11E-03	2.11E-03
	18.7	COMB2	Combination	2.56E-04	1.78E-04	0.01181	9.70E-03
	33.7	COMB2	Combination	4.31E-04	1.74E-04	0.02164	9.83E-03
	48.7	COMB2	Combination	4.90E-04	5.97E-05	0.03985	1.82E-02
	63.7	COMB2	Combination	4.96E-04	5.50E-06	0.0633	2.35E-02
	76.7	COMB2	Combination	3.66E-04	-1.30E-04	0.09009	2.68E-02
3B							
	3.7	COMB2	Combination	5.17E-04	5.17E-04	1.83E-03	1.83E-03
	18.7	COMB2	Combination	0.00155	1.03E-03	1.19E-02	1.01E-02
	33.7	COMB2	Combination	2.05E-04	-1.34E-03	0.02225	1.03E-02
	48.7	COMB2	Combination	0.00108	8.75E-04	0.04079	1.85E-02
	63.7	COMB2	Combination	3.28E-04	-7.52E-04	0.06511	2.43E-02
	76.7	COMB2	Combination	6.88E-04	3.60E-04	0.09304	2.79E-02

Fuente: Diseño autor

Como se puede observar las derivas en la estructura de la plataforma no exceden las derivas máximas admisibles, por lo que la estructura tendrá un buen comportamiento ante un sismo.

Se puede apreciar en los resultados, que las derivas son mayores cuando el sismo golpea en sentido Y, esto se debe en gran parte a la forma rectangular de la estructura.

Las mayores derivas se presentaron en los puntos más altos de la estructura de la plataforma, ya que más del 70% del peso de la plataforma se encuentra ubicado en la parte superior, haciendo que la estructura se comporte como un péndulo.

Los 6 modos de vibración mostrados en la tabla 6.10 tienen un porcentaje de participación de masas del 99.65%. El primer modo es el más grande con un periodo de tiempo de 9.7373 segundos. Si bien es un valor grande aun se mantiene en el rango entre 1 y 10 seg, lo que significa que la estructura se mantiene rígida<sup>165</sup>

**Tabla 6.10. Modos de vibración de la plataforma**

Modo de vibración	1	2	3	4	5	6
Periodo [seg]	9.7373	1.1341	0.6683	0.4622	0.4553	0.4269

Fuente: Diseño autor

#### 6.4.4 Reacciones en los apoyos antes las diferentes clases de cargas

##### 6.4.4.1 Reacciones por sismo

**Tabla 6.11. Reacciones en los apoyos por las cargas de sismo**

E <sub>1</sub> =D1-D2-0.75L1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	127.0606	139.4292	610.4673	118.056	118.6324	425.0231	126.0195	142.3998	616.3398
<b>momento [ton*m]</b>	122.81753	145.07326	32.89966	138.39308	377.13933	72.03827	130.3706	172.90983	34.59667
	apoyo 3D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	125.9499	133.7905	594.2633	126.7573	118.5734	424.7261	125.2194	137.0749	602.0086
<b>momento [ton*m]</b>	123.73189	154.49947	35.54959	138.38	403.198	75.77654	131.24488	181.30693	37.15117
E <sub>2</sub> =D1-D2-0.75L1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	220.9904	336.5491	1292.3786	36.0102	395.4374	1416.7208	220.8781	350.356	1324.8245
<b>momento [ton*m]</b>	359.84755	50.2472	55.11632	461.3079	114.97453	21.78233	388.71788	102.38532	38.90206
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	220.5666	335.8919	1289.3626	38.5068	395.2405	1415.7313	221.1863	350.6016	1326.5283
<b>momento [ton*m]</b>	359.86604	52.66024	55.23534	461.26428	122.44707	22.85919	388.64611	103.65829	39.08838

Fuente: Diseño autor

<sup>165</sup> BIN AY., Syahrul Izwan. Seismic Structural Vulnerability of Offshore Structure in Malaysia. Malaysia, 2008. P.49. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Faculty of Civil Engineering Universiti Teknologi Malaysia

Las reacciones son mayores cuando el sismo golpea 100% en Y y 30% en X, esto se debe en gran parte a la forma rectangular de la estructura, siendo ese sentido el lado corto de la plataforma.

#### 6.4.4.2 Reacciones por cargas gravitacionales

Tabla 6.12. Reacciones en los apoyos debido a las cargas muertas

carga muerta D1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	86.0408	-95.6843	508.6468	1.7605	-112.6898	593.5914	-87.8912	-100.3728	533.1803
<b>momento [ton*m]</b>	21.1135	1.71856	-5.39232	40.15009	-5.49028	-1.12631	21.66102	23.97889	9.83621
apoyo 3D									
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	85.7657	95.6961	507.0502	1.7213	112.7922	591.4597	-87.3971	100.2587	530.1468
<b>momento [ton*m]</b>	-20.03908	1.77677	5.20492	-38.51898	-5.40118	1.09805	-20.09002	23.82846	-9.57268
carga muerta D2									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	24.1302	-27.4543	143.7566	-0.377	-29.4444	155.1466	-23.8475	-27.2671	143.1456
<b>momento [ton*m]</b>	2.71907	-1.22579	0.01074	3.66786	0.94583	0.1779	2.94886	9.97069	1.64607
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	24.0715	27.5188	143.4977	-0.444	29.4472	152.5603	-23.5332	27.1999	141.1783
<b>momento [ton*m]</b>	-2.33006	-1.09302	-0.10486	-2.02364	1.10249	-0.22925	-1.90611	9.87003	-1.44333

Fuente: Diseño autor

Tabla 6.13. Reacciones en los apoyos debido a las cargas vivas

carga viva L1									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	131.9954	-149.0372	777.8074	3.562	-174.4576	911.6278	-135.832	-157.5757	823.5875
<b>momento [ton*m]</b>	13.12971	-13.85108	-0.85134	16.73623	-11.13472	-2.26556	14.78112	52.34127	7.87078
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	132.4202	149.2457	780.6852	3.2752	174.4226	911.3082	-135.4209	157.4023	820.7592
<b>momento [ton*m]</b>	-14.30082	-13.52148	1.06839	-16.6841	-10.45397	2.0391	-13.56857	52.48562	-7.65076
carga viva L2									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	-9.2336	16.068	-54.3545	-0.0792	19.1842	-60.2293	9.4023	16.4437	-56.4735
<b>momento [ton*m]</b>	22.08599	0.94454	-3.43544	27.73416	0.26895	0.05849	21.98758	-3.92039	2.4276
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	10.1338	17.2063	60.312	-0.3389	20.0567	64.7895	-9.8844	16.881	58.7558
<b>momento [ton*m]</b>	21.96915	-0.56138	-3.52835	27.64783	0.93529	-0.18057	21.94575	4.52595	2.31779

Fuente: Diseño autor

**Tabla 6.14. Reacciones en los apoyos debido a las cargas gravitacionales**

<b>Combinación D1-D2-L1-L2</b>									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	232.9328	-256.1079	1375.8563	4.8664	-297.4077	1600.1365	-238.1684	-268.7719	1443.4398
<b>momento [ton*m]</b>	59.04826	-12.41378	-9.66835	88.28833	-15.41022	-3.15548	61.37858	82.37046	21.78066
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	252.3913	289.6669	1491.5451	4.2136	336.7187	1720.1178	-256.2356	301.7419	1550.8401
<b>momento [ton*m]</b>	-14.7008	-13.39912	2.64011	-29.57889	-13.81738	2.72733	-13.61895	90.71007	-16.34898
<b>peso total de la</b>	<b>9181.9356 Ton</b>								

Fuente: Diseño autor

Las mayores cargas gravitacionales en la plataforma son las generadas por las cargas vivas L1, esto se debe a que el tanque de petróleo pesa más del 50% del peso total de la cubierta.

El peso total de la plataforma en el aire es de 9181.94 ton

#### 6.4.4.3 Reacciones por cargas ambientales We

**Tabla 6.15. Reacciones en los apoyos debido a las cargas ambientales**

<b>(OLA, CORRIENTE, VIENTO) WeY</b>									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	-132.5993	143.4495	-508.0188	2.3837	171.6179	-641.7749	135.9732	142.3684	-501.9669
<b>momento [ton*m]</b>	127.33463	130.52683	16.8925	83.24097	-6.4547	-1.20472	127.85882	-174.56723	-28.8088
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	-106.2154	-99.1989	-339.1431	1.9635	-121.5347	-457.3328	110.0247	-98.1442	-332.997
<b>momento [ton*m]</b>	-78.82069	134.74993	-29.22773	-25.24803	-5.36692	1.00057	-79.47828	-169.05959	38.38652
<b>(OLA, CORRIENTE, VIENTO) WeX</b>									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	-180.0889	161.0252	-621.4357	-95.4474	153.3112	-572.5377	66.4513	86.9524	-252.8219
<b>momento [ton*m]</b>	106.81498	254.11257	44.3634	62.15196	301.2774	76.19244	100.33353	-35.81268	-3.07661
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	-180.3194	-161.0337	-622.8075	-95.445	-153.2849	-574.9663	66.6769	-86.9548	-254.1736
<b>momento [ton*m]</b>	-105.93281	254.15775	-44.53686	-60.52588	301.27026	-76.19202	-99.44989	-35.93959	3.24923

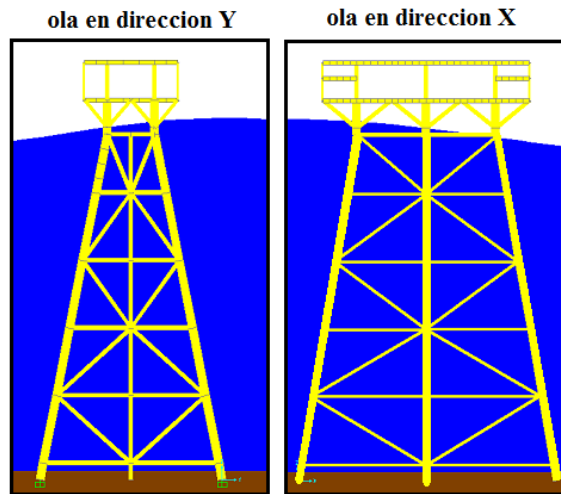
Fuente: Diseño autor

La reacción total en X por las cargas ambientales Wex es igual a 418 ton.

La reacción total en Y por las cargas ambientales Wey es igual a 138.56 ton

Las cargas ambientales son mayores en sentido X debido a que la ola abarca mayor longitud en la plataforma que en el sentido Y. (ver figura 17)

Figura 17. Ola golpeando en sentido X, Y.



Fuente: Diseño autor

6.4.4.4 Reacciones debido al combo 1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35We

Tabla 3.16. Reacciones en los apoyos debido al combo 1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35We

combinacion 1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35WeX									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	23.263	-82.0095	734.2937	-123.4139	-141.2809	1053.4764	-182.6185	-196.3515	1308.5952
<b>momento [ton*m]</b>	184.85872	328.35782	53.03439	150.51474	389.4774	99.32443	178.78037	46.57282	17.13494
	apoyo 3D								
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	23.052	82.3111	733.5662	-123.843	141.3936	1044.6566	-180.9726	195.958	1298.1584
<b>momento [ton*m]</b>	-183.34624	328.99145	-53.33946	-144.65933	390.48692	-99.66054	-173.37852	46.28409	-16.14698
combinacion 1.1D1+1.1D2+1.1L1+1.35WeY									
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	87.374	-105.7367	887.4065	8.6582	-116.5668	960.0062	-88.7639	-121.5399	972.2494
<b>momento [ton*m]</b>	212.56024	161.51708	15.94868	178.9849	-25.96094	-5.16174	215.93951	-140.74583	-17.60351
	apoyo 2D			apoyo 2C			apoyo 2B		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
<b>fuerza [ton]</b>	123.0924	165.7881	1116.5132	7.6584	184.2563	1203.4619	-122.453	180.8523	1191.7467
<b>momento [ton*m]</b>	-146.74489	167.79089	-32.67213	-97.03424	-23.47327	4.54945	-146.41685	-133.42792	31.28835

Fuente: Diseño autor

Las reacciones en sentido Z se reducen debido a las cargas por flotación, siendo estas un factor positivo que hay que tener en cuenta en el diseño final de la plataforma.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 CONCLUSIONES

Algunas conclusiones fueron hechas a partir de los resultados de este proyecto:

- ✓ Con la metodología propuesta en esta investigación se obtuvo el conocimiento necesario para identificar las variables y requerimientos básicos en el diseño, fabricación e instalación de una plataforma marina fija Jacket.
- ✓ Los parámetros que más afectan la evolución de la tecnología y la integridad de la infraestructura costa afuera son la profundidad del agua, lugar de operación, tipo de producto y proceso, costo económico, cargas medioambientales, y las condiciones del subsuelo marino.
- ✓ Los criterios de selección dan una idea clara del proceso que se debe seguir para analizar y elegir las mejores alternativas en el desarrollo de un campo de producción costa afuera.
- ✓ Ante las condiciones que se presentan para el proyecto en cuestión en la costa Caribe Colombiana, y teniendo en cuenta con los pocos recursos tanto técnicos como económicos, se determino que la mejor alternativa en para el campo supuesto de hidrocarburo es la instalación de una estructura fija jacket.
- ✓ La realización de un modelo para una plataforma marina fija, sirve para determinar las zonas que están sometidas a grandes esfuerzos, con el fin de asignar los materiales y secciones adecuadas a cada uno de los elementos que la componen.
- ✓ En la zona de salpicadura se encuentran los elementos más críticos de la subestructura de la plataforma, debido a que tienen que soportar el ataque

constante de la corrosión, el golpeteo de las olas, el choque con los buques, etc.

- ✓ Se escogió el tipo de acero a utilizar para cada zona específica de la plataforma, dependiendo de los niveles de esfuerzos y requerimientos de los diferentes elementos que conforman la plataforma.
- ✓ Se estableció que la cubierta tiene tres niveles debido a que una plataforma de producción alberga procesos complejos, lo cual hace que el área necesaria para desarrollar todas las actividades básicas sea bastante grande.
- ✓ Se determinó que la cubierta será soportada por 6 piernas principales, teniendo en cuenta el costo económico que llevaría diseñar el refuerzo de la cubierta que se apoya en la estructura.
- ✓ La configuración estructural tipo **X** es la más adecuada para las condiciones ambientales colombianas, por ser utilizada en altas profundidades y por tener gran rigidez para afrontar sismos.
- ✓ Teniendo en cuenta la distribución de masas de los equipos, instalaciones y peso propio sobre la cubierta, se obtuvo que esta pesa 7318.456 Ton
- ✓ La pierna crítica de la cubierta es la pierna 2B, ya que soporta una carga a compresión de 1324.74 Ton.
- ✓ Teniendo en cuenta las cargas gravitacionales, se obtuvo que la plataforma pesa en el aire 9181,94 Ton, lo que significa que la cubierta pesa más del 70 % del total de la plataforma.
- ✓ La pierna crítica de la estructura Jacket es la pierna 2C, ya que soporta una carga a compresión de 1720. 12 Ton.

- ✓ Las cargas por flotación reducen en gran medida el peso total de la plataforma siendo un factor positivo a tener en cuenta en el diseño de esta.
- ✓ Los cortantes son mayores cuando el sismo golpea 100% en Y y 30% en X, esto se debe en gran parte a la forma rectangular de la estructura, siendo el sentido Y el lado corto y débil de la plataforma.
- ✓ Las mayores derivas se presentaron en los puntos más altos de la estructura de la plataforma, ya que más del 70% del peso de la plataforma se encuentra ubicado en la parte superior, haciendo que la estructura se comporte como un péndulo.
- ✓ El tiempo de periodo del modo 1 es el mayor con 9.7373 segundos. Si bien es un valor grande aun se mantiene en el rango entre 1 y 10 seg, lo que significa que la estructura se mantiene rígida.
- ✓ La costa Caribe Colombiana tiene condiciones ambientales favorables ya que no existe registro alguno de huracanes que aumentan en gran medida el tamaño de las olas y las velocidades de los vientos.
- ✓ Un aspecto fundamental es la necesidad de apoyo institucional, bien a nivel nacional, autonómico o de ambos, con el fin hacer frente a la inversión e investigación necesaria en la infraestructura utilizada para explotar campos costa afuera.
- ✓ Dentro de las tareas que reclama la explotación de hidrocarburos costa afuera, la ingeniería civil representa una actividad sumamente importante, ya que es la ciencia que se encarga de planear, diseñar, construir, transportar e instalar la infraestructura que sirve de base para obtener la producción de aceite crudo y gas costa afuera.

- ✓ Colombia no posee una norma específica con respecto a la planeación, diseño y construcción de plataformas marinas, es por esto que se deben consultar las especificaciones de normas extranjeras como el API.
- ✓ La actividad para desarrollar los proyectos de explotación de hidrocarburos costa afuera demanda técnicos calificados en diferentes disciplinas de la ingeniería.

## **7.2 RECOMENDACIONES**

Dado que este proyecto no se ajusta totalmente al amplio alcance del tema, se proponen varias recomendaciones que puedan tener en cuenta otras personas, con la intención de promover las futuras investigaciones sobre estructuras jacket:

- ✓ Identificar los estudios complementarios para que el desarrollo de un campo costa afuera sea seguro y económicamente factible.
- ✓ Definir el proceso de selección con un grupo de trabajo interdisciplinar que establezca inicialmente unos objetivos para el desarrollo del campo, teniendo siempre presente factores relevantes del proceso, tales como la parte social, gubernamental, medioambiental, económica, etc.
- ✓ Análisis más detallado de la cubierta y la estructura de soporte contemplando todas las cargas que actúan sobre la plataforma.
- ✓ Incluir el efecto que causa el agua dentro del análisis sísmico, para conocer el comportamiento real de los elementos de la estructura jacket y los pilotes.
- ✓ Modelamiento detallado de los pilotes teniendo en cuenta condiciones reales del Caribe colombiano, con el fin de identificar las variables de

diseño, los métodos de instalación y el comportamiento real de este en el subsuelo marino.

- ✓ Realizar con todo detalle el estudio de impacto ambiental que conlleva el desarrollo de un campo costa afuera, debido a que Colombia posee gran diversidad de fauna y flora marina.
- ✓ Identificar los chequeos en todas las etapas de instalación de la plataforma, para evitar inconvenientes que puedan poner en peligro el desarrollo del proyecto.
- ✓ Realizar estudios para generar un perfil de crecimiento marítimo, que especifique la variación del grosor medio con la profundidad durante la vida útil de una plataforma, con el fin de hacer un análisis más detallado de las fuerzas ambientales que actúan sobre la plataforma.
- ✓ Definir las características de las embarcaciones con que operará la plataforma, para determinar las fuerzas reales que tendrá que soportar durante las operaciones rutinarias. Además debe conocerse la ubicación de los elementos protectores contra la colisión de buques.
- ✓ Planear minuciosamente cada detalle constructivo de la plataforma marina, teniendo en cuenta las normas de seguridad, las cuales brindarán tranquilidad a los trabajadores y a los dueños de la plataforma.
- ✓ Definir las etapas respectivas para la instalación de la plataforma, teniendo en cuenta los elementos críticos de la estructura que estará sometidas a grandes cargas durante su instalación.
- ✓ Análisis de precios unitarios para conocer el valor real de una plataforma marina fija de producción en operación, teniendo en cuenta, los equipos, instalaciones, accesorios y la estructura misma.

- ✓ Realizar el modelamiento de la estructura de soporte y la cubierta en el cual se analice la diferencia en los resultados basándose en la discretización de los elementos estructurales como lo son las piernas principales, los arrastramientos, los elementos horizontales, etc.
- ✓ Ecopetrol debe formar un grupo de trabajo con capacidades de analizar, diagnosticar y resolver los problemas típicos de la ingeniería costa afuera.
- ✓ Se deben considerar las condiciones medioambientales de la zona de instalación, y de las rutas por donde tendrá que pasar la barcaza que transportará la plataforma.
- ✓ Para la asignación adecuada de los materiales y secciones de la subestructura de la plataforma, es de importancia consultar con proyectos similares o buscar la opinión de personas que tengan experiencia en el tema.

## BIBLIOGRAFÍA

Acero estructural para plataformas marinas Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2007. NRF-175-PEMEX-2007. [En línea]. <http://www.pemex.com/files/content/NRF-175%2004Sep07.pdf>. [Citado en 19 octubre de 2008].

Aceros inoxidable. [En línea]. [http://www.utp.edu.co/~publio17/INOX\\_files/frame.htm](http://www.utp.edu.co/~publio17/INOX_files/frame.htm). [Citado en 15 abril de 2009].

ANGUS MATHER, offshore engineering, an introduction. First and second published, London (1995, 2000).

AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

AVILA, Javier y GENESCA, Joan. ALGUNAS APLICACIONES PRÁCTICAS: Selección del tipo de protección. 1995. [En línea]. [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec\\_11.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_11.htm). [Citado en 23 abril de 2009].

BAUMESITER, Theodore. Mark's standard handbook for mechanical engineers, 7<sup>th</sup> edition, Mcgraw-Hill, New York. 1967.

Ben C. Gerwick, Jr. Construction of Marine and Offshore Structures: Edited by M.D. Morris, P.E. 2007. [http://www.4shared.com/file/113087660/c1ac061c/Construction\\_of\\_Marine\\_and\\_Offshore\\_Structures\\_B\\_Gerwick\\_CRC\\_part3.html?s=1](http://www.4shared.com/file/113087660/c1ac061c/Construction_of_Marine_and_Offshore_Structures_B_Gerwick_CRC_part3.html?s=1). [Citado en 11 diciembre de 2008].

BOLETIN TECNICO. RECUBRIMIENTO EPÓXICO 100% SÓLIDOS PARA ZONA DE MAREAS Y OLEAJES: Aplicación. [En línea]. MANUAL) <http://www.napko.com.mx/boletines/industrial/pemex/nrf053/napko-4923-nrf-re36mod.pdf>. [Citado en 23 enero de 2009].

CARACTERIZACIÓN DEL OLEAJE. Ingeniería marítima. [En línea]. <http://assig-camins.upc.es/op/omc/Clima%20de%20Oleaje.pdf>. [Citado en 12 noviembre de 2008].

CARDENAS, Jennifer. Fuerte presencia en el offshore: Bloque de Búsqueda. La firma de nuevos contratos para explorar costa afuera posiciona a ECOPETROL como el jugador que más duro está apostando a la búsqueda de hidrocarburos en el Caribe. [En línea]. [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera\\_115/rev\\_exploracion.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera_115/rev_exploracion.htm). [Citado en 14 marzo de 2009].

CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. [En línea]. [http://www.4shared.com/file/72333524/2cb159a5/Chakrabarti\\_Subrata\\_-\\_Handbook\\_of\\_Offshore\\_Engineering\\_Vol2.html?s=1](http://www.4shared.com/file/72333524/2cb159a5/Chakrabarti_Subrata_-_Handbook_of_Offshore_Engineering_Vol2.html?s=1). [Citado en 16 septiembre de 2008].

Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. NRF-041-PEMEX-2007: Carga, amarre, transporte e instalación de plataformas costa afuera. 05 de enero de 2008.

Corrosión del acero. [En línea]. <http://www.infoacero.cl/default.htm>. [Citado en 15 noviembre de 2008].

Corrosión. [En línea]. <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion>. [Citado en 18 octubre de 2008].

Corrosión del acero. [En línea]. <http://www.infoacero.cl/default.htm>. [Citado en 3 noviembre de 2008].

Corrosión en las estructuras de acero, generalidades. [En línea]. [http://www.concretonline.com/pdf/07construcciones/art\\_tec/patologi\\_a24.pdf](http://www.concretonline.com/pdf/07construcciones/art_tec/patologi_a24.pdf) [Citado en 27 octubre de 2008].

Corrosión en las estructuras de acero: Deterioro de sus propiedades. 2004. [En línea]. [https://www.asefa.es/index2.php?option=com\\_content&do\\_pdf=1&id=87](https://www.asefa.es/index2.php?option=com_content&do_pdf=1&id=87) [Citado en 13 octubre de 2008].

D' ALESSANDRIA., Luis. Design of a self-contained fixed offshore oil production platform for the shores of Venezuela. Massachusetts. 1977. Tesis (máster de ciencia en arquitectura naval e ingeniería marina). Instituto de tecnología de Massachusetts.

Diseño y evaluación de plataformas marinas fijas en la sonda de Campeche. Subcomité técnico de normalización de Pemex exploración y producción. 2000.

NRF-003-PEMEX-2000. [En línea].  
<http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-003-pemex-2000d.pdf>.  
[Citado en 18 septiembre de 2008].

Diversas fuentes: BBC y NASA. El huracán sin nombre: ¿huracán tropical en el atlántico sur o tormenta extra tropical de núcleo cálido? [En línea].  
<http://www.meteored.com/ram/1461/el-huracn-sin-nombre/>. [Citado en 20 mayo de 2009].

Dr. S. Nallayarasu offshore structures: *Analysis and Design*. Department of Ocean Engineering. Indian Institute of Technology Madras, Chennai - 600036, India. [En línea].  
[http://www.4shared.com/file/79951025/dba8e16f/OFFSHORE\\_STRUCTURES.html?s=1](http://www.4shared.com/file/79951025/dba8e16f/OFFSHORE_STRUCTURES.html?s=1). [Citado en 15 junio de 2009].

Energiadiario.com. El mástil perdido, la plataforma más profunda del mundo. [En línea]. <http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article7695>. [Citado en 15 febrero de 2009].

El acero inoxidable. <http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/acero-inoxidable>. [Citado en 23 noviembre de 2008].

El Problema de la Corrosión [En línea].  
<http://www.construaprende.com/tesis02/2006/09/53-el-problema-de-la-corrosion.html>. [Citado en 13 noviembre de 2008].

GRUPO. Simulaciones CTS: Las Plataformas Petrolíferas: Un caso sobre energía, combustibles fósiles y sostenibilidad. [en línea].  
<http://weblogs.madrимasd.org/ctsiberoamerica/archive/2009/09/02/38113.aspx>. [Citado en 25 octubre de 2008].

GUERRERO, Leyte F y CÓRDOVA, Marín S. Investigación Geotécnica, Geológica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas. Universidad UNAM. Simposio en la facultad de ingeniería. 2004. [En línea].  
[http://www.fip.unam.mx/simposio\\_investigacion2dic04/investigacion\\_extenso.html](http://www.fip.unam.mx/simposio_investigacion2dic04/investigacion_extenso.html). [Citado en 26 mayo de 2009].

HERNÁNDEZ, Joaquín salvador. Generalidades de la protección catódica: Trabajo de grado (Maestría en Gerencia de Proyectos de Ductos). Universidad de las Américas Puebla. Departamento de Ingeniería Química y Alimentos. 2002. [en línea].

[http://catarina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/mgd/hernandez\\_m\\_js/capitulo3.pdf](http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mgd/hernandez_m_js/capitulo3.pdf). [Citado en 26 junio de 2009].

HIRSCHFELDT, Marcelo y IGLESIAS, Silvana. El offshore en el mundo: Aspectos técnicos y estadísticas de la industria. Foro de Offshore del Golfo San (9: 2008: Caleta Olivia).

IMPORTANCIA DE LA METEOROLOGÍA EN LAS OPERACIONES OFFSHORE; Edición 06/08/2007 [en línea]. <http://www.elpatagonico.net/index.php?item=energia%7Cview&ref=suplementos&id=6632>. [Citado en 16 julio de 2009].

Instituto Americano del petróleo. Recomendaciones prácticas para planeación, diseño y construcción de plataforma fijas: Cargas y factores de resistencia de diseño. API 2A-LRFD primera edición, 1993 reafirmado mayo 16 Del 2003.

Instituto Colombiano de Petróleo (ICP). 2009.

LAFUENTE, Marianela y GENATIOS, Carlos. Energía: cuando la crisis genera oportunidades: Crisis petrolera y cambio tecnológico. [En línea]. <http://www.voltairenet.org/article126714.html>. [Citado en 16 marzo de 2009].

Miembros de la comisión de regulación de energía y gas PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS PARA EL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS DE CUSIANA Y CUPIGUA: Exportaciones de gas natural comercialización conjunta y otras disposiciones. 2002.

N. Haritos. Introduction to the Analysis and Design of Offshore Structures– An Overview. *The University of Melbourne, Australia. EJSE international. 2007*

Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente, requisitos generales de diseño y construcción sismo resistente, NSR-98, tomo 1, título A, 1997, Santa Fe de Bogotá, D.C.

Offshore Management Forum: (6: 2009: Bucaramanga).

PABON, Jose Daniel. Et. Al. [En línea]. <http://www.ideam.gov.co/publica/medioamb/cap5.pdf>. [Citado en 15 octubre de 2008].

PEMEX. [en línea]

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=5&catID=254&contentID=3994> [ citado en 12 marzo de 2009]

PROTECCIÓN CATÓDICA - diseño de ánodos de sacrificio. 2009. [En línea].

[http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1561-08882004000100006](http://www.scielo.org.pe/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1561-08882004000100006). [Citado en 15 enero de 2009].

RAMIREZ VALLEJO, Jorge y CUELLAR URBANO, Ernesto. Clúster del petróleo y el gas: evaluación del entorno competitivo, agenda estratégica y elementos de una iniciativa de desarrollo del clúster. Estudio elaborado para la cámara de comercio de Barrancabermeja. Universidad de los Andes facultad de administración centro de estrategia y competitividad- CEC. D.C, Bogota. 2008.

Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design API RECOMMENDED PRACTICE 2A-WSD. RP 2A-WSD, TWENTY-FIRST EDITION, DECEMBER 2000 ERRATA AND SUPPLEMENT 1, DECEMBER 2002 ERRATA AND SUPPLEMENT 2, OCTOBER 2005.

RECUBRIMIENTO EPOXICO PARA ZONAS DE MAREAS Y OLEAJES [En línea].

<http://www.oceanpaint.com.mx/oceanpaintcatalogopyrolac/boletines/RE32.pdf>. [Citado en 15 febrero de 2009].

Reporte Chevron Texaco. CARIMOS- cabo de la vela. Julio 2004.

RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS. Introducción. Corrosión: Que es, Como ocurre y como controlarla, Tipos de corrosión, Control de la corrosión, Recubrimientos Anticorrosivos, Tipos de recubrimientos, Preparación y aplicación de Pinturas y Recubrimientos. Año 2000. [En línea]. <http://www.nervion.com.mx/web/conocimientos/conocimientos.htm>. [Citado en 26 febrero de 2009].

RICHARD BAXTER, JIM BRITTON. Offshore Cathodic Protection 101 What it is, and how it works. [En línea]. <http://www.cathodicprotection101.com/index> [Citado en 23 febrero de 2009].

SADEGHI, Kabir. An Overview of Design, Analysis, Construction and Installation of Offshor Petroleum Platforms Suitable for Cyprus Oil/Gas

Fields..Girne American University, Department of Industrial Engineering, Mersin 10, Turkey. 2007.

Sharon Moen. Harbor Corrosion: It's the Pits. 2004. [En línea].

[http://www.seagrant.umn.edu/newsletter/2004/12/harbor\\_corrosion\\_its\\_the\\_pits.html](http://www.seagrant.umn.edu/newsletter/2004/12/harbor_corrosion_its_the_pits.html). [Citado en 17 marzo de 2009].

SOUZA, Marcos. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988.

TECHNICAL STANDARDS AND COMMENTARIES OF PORAND HARBOUR IN JAPAN. Daikousha Printing Co. Ltd. Tokio 2002.

TENORIO A., Gabriela y OCHOA R., Claudio. Diseño de cimentaciones profundas para plataformas marinas. México D.F, 2008. p. 3. Tesis profesional (para el título de ingeniero civil). Instituto politécnico nacional. Escuela superior de ingeniería y arquitectura.

Tipos de Corrosión. [En línea].

<http://www.textoscientificos.com/quimica/corrosion/tipos>. [Citado en 23 marzo de 2009].

URRUTIA, Felipe .Corrosión en Ambientes Marinos 2009. [En línea].

<http://corrosiondeaceros.blogspot.com/2009/06/corrosion-en-ambientes-marinos.html>. [Citado en 11 marzo de 2009].

VANNUCCI, P. Master SPI DSME – Dimensionnement des Structures Mécaniques dans leur Environnement. Cours Mécanique pour l'Industrie du Pétrole, Offshore Engineering, Université de Versailles. Mayo de 2006. [En línea].

[http://www.4shared.com/file/20345198/89cef818/Offshore\\_Engineering\\_Cours\\_Univsit\\_de\\_Versail\\_e.html?s=1](http://www.4shared.com/file/20345198/89cef818/Offshore_Engineering_Cours_Univsit_de_Versail_e.html?s=1). [Citado en 15 octubre de 2008].

Williams, L.M y WATT, Brian Assocs. Inc. Feasibility Studies for Offshore Field Development. Revista SPE 14055. Marzo 17-20 de 1986.

WG 15A : STRUCTURAL SYSTEMS: OFFSHORE [en línea]

<http://www.esdep.org/members/master/wg15a/toc.htm> [consultado en 20 de mayo de 2009]

## ANEXO A

### **A. 1 IMPACTOS ECOLÓGICOS Y SOCIALES DE LA CONSTRUCCIÓN COSTA AFUERA**

Desde el año 2007 diferentes empresas petroleras han venido explorando la ronda Caribe Colombiana con el propósito de encontrar nuevos yacimientos de petróleo y gas. Los proyectos costa fuera pueden tener gran impacto de forma directa, o indirecta en las zonas donde se realicen las diferentes etapas del proyecto. Este anexo tiene en cuenta los efectos o impactos que generan la realización de un proyecto costa afuera, seleccionando los componentes interactuantes. Esta operación consiste en conocer y seleccionar las principales actividades del proyecto y los elementos ambientales del medio físico, biológico y socioeconómico que intervienen en dicha interacción. Se considera en este análisis la evaluación de la condición de riesgo ambiental de las actividades del proyecto. En la selección de actividades se optó por aquellas que deben tener incidencia probable y significativa sobre los elementos ambientales. Del mismo modo, en lo concerniente a elementos ambientales se optó por aquellos de mayor relevancia ambiental, de acuerdo a su grado de sensibilidad.

#### **A.1.2 Petróleo en Colombia**

En Colombia el contacto del petróleo y sus derivados se ha dado desde los inicios de los indígenas que poblaron el valle magdalena, y su explotación lleva poco más de un siglo en Colombia. Durante los periodos de explotación petrolera se ha visto una transformación en los paisajes colombianos y en los pueblos aledaños, donde los indígenas y el medio ambiente son los principales afectados<sup>1</sup>.

---

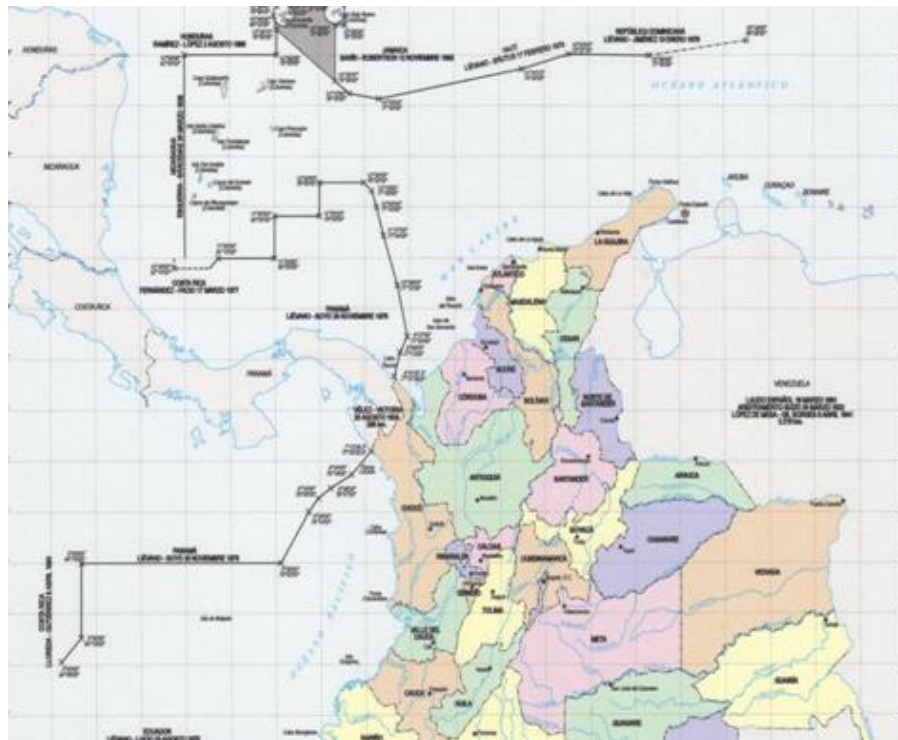
1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

Un balance muestra que a pesar de las abonanzas petroleras en regiones donde hay explotación del hidrocarburo, es donde se registra mayor pobreza, conflicto social y deterioro medioambiental, lo cual indica que en Colombia no se han preocupado por los impactos ambientales y sociales que genera la explotación del petróleo<sup>1</sup>.

### A.1.3 Costa Caribe colombiana

Colombia es el único de los países suramericanos que posee costas tanto en el mar Caribe como en el océano pacífico con un total de casi tres mil kilómetros de línea costera y sus áreas jurisdiccionales cubren un total de 988.000 km<sup>2</sup>. (Ver figura A. 1).

**Figura A.1 Mapa oficial de las fronteras terrestres y marítimas de Colombia**



Fuente: Web INGEOMINAS

- 
1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

La región del Caribe se encuentra localizada en la parte norte del país y actualmente está conformada por los departamentos de la guajira, magdalena, atlántico, Córdoba sucre, bolívar, san Andrés y providencia. El Caribe colombiano posee sustanciales variaciones en cuanto a sus características geomorfológicas, climáticas e hidrológicas, permitiéndole contar con prácticamente todos los ambientes y ecosistemas marinos de la región biogeográfica marina del Atlántico Occidental Tropical<sup>2</sup>. Esta región del Caribe es mosaico social, vegetal y animal, y ha llegado a tomarse como símbolos de paisajes y recreación, que pueden ser afectados si no se actúa rápidamente<sup>3</sup>.

### **A.1.3 Amenaza del petróleo en las costas colombianas**

ECOPETROL ha dispuesto una gran zona en el Caribe Colombiano para que sea explorada por diferentes empresas petroleras, con el fin de nuevos hallazgos de campos petroleros costa fuera que suplan con las demandas nacionales e internacionales. La figura A.2 muestra los 13 bloques de la ronda Caribe en donde se está explorando actualmente.

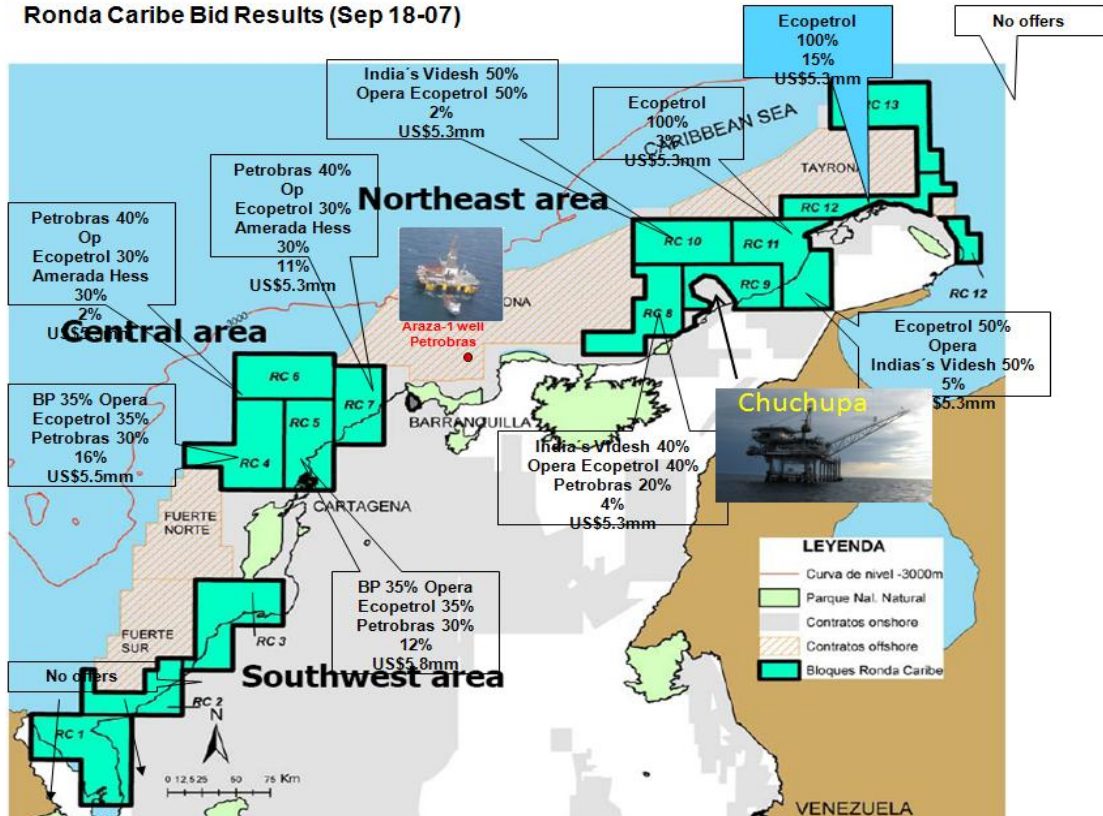
---

2. Guía ambiental para exploración sísmica. Febrero 2008

3. Alternativa comienza hoy. Datos de interés sobre el Caribe Periodistas y medio ambiente Educación y cambio. Stella de Feferbaum. PROTECCIÓN AMBIENTAL MEDIO AMBIENTE MARINO AMÉRICA LATINA CARIBE. 1983.

Figura A.2. Ronda Caribe colombiana

Ronda Caribe Bid Results (Sep 18-07)



Fuente: [http://www.anh.gov.co/media/comunicado\\_mapa.jpg](http://www.anh.gov.co/media/comunicado_mapa.jpg)

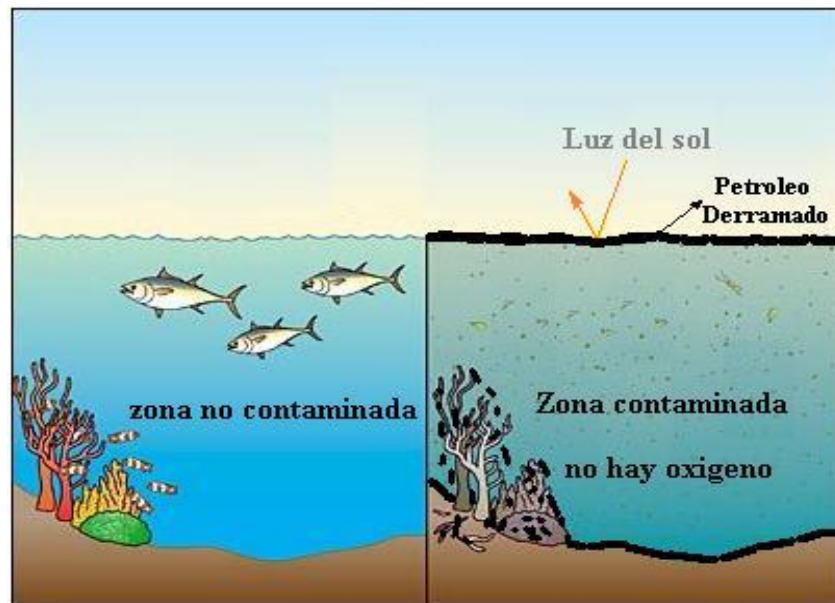
Las costas colombianas empiezan a sufrir de problemas ambientales que repercuten social y económicamente a la población y una de las mayores amenazas ambientales es el petróleo<sup>3</sup>. La explotación del petróleo costa afuera es muy preocupante debido al riesgo de fugas en los equipos, errores en la transferencia de combustible, falla en el sellado y cierre de válvulas, afectando suelos, acuíferos, vida marina, arrecifes, manglares, etc<sup>4</sup>.

4. CONSTRUCTION OF MARINE AND OFFSHORE STRUCTURES 2 EDITION. Ben C. Gerwick, Jr. Chairman Ben C. Gerwick Inc. and Professor Emeritus University of California at Berkeley.

Recordemos que durante el montaje del oleoducto cañón limón coveñas a la plataforma de embarque en el golfo de Morrosquillo, hubieron grandes derrames de petróleo crudo en la operación del proyecto, destruyendo arrecifes de coral y afectando de gran forma a los ecosistemas marinos y costeros del golfo. Esto implica una caída en la oferta pesquera de la cual subsisten cientos de familias<sup>1</sup>.

Cuando ocurre un derrame de petróleo o alguno de sus derivados, un gran daño al ecosistema se genera, ya que los componentes menos densos cubren rápidamente la superficie del mar, formando una película impermeable con el agua, obstaculizando el paso de la luz solar, mientras los componentes pesados del petróleo se hunden hasta el fondo del mar y pueden matar organismos que habitan en las profundidades como los cangrejos, ostras, mejillones y almejas. (Ver figura A.3)<sup>5</sup>

**Figura A.3. Efectos del derrame del petróleo**



Diseño: Autor

- 
1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.
  5. [http://www.sagangea.org/hojared\\_AGUA/paginas/14agua.html](http://www.sagangea.org/hojared_AGUA/paginas/14agua.html)

#### **A.1.4 Ecosistemas y vida Marina.**

El mar Caribe es uno de nuestros mares patrimoniales, el cual cuenta con un área de mayor diversidad después del Indo Pacífico. Áreas arrecifales como el Archipiélago de San Andrés y Providencia, incrementa enormemente nuestro patrimonio natural, reforzando el potencial de ser uno de los países con mayor diversidad en el mundo. Ello señala la necesidad de incrementar esfuerzos para la protección de los ecosistemas<sup>6</sup>.

Los arrecifes de corales es uno de los ecosistemas más destacados del planeta por su productividad, recursos pesqueros y belleza, ofreciendo una enorme cantidad y variedad de hábitat para la proliferación de vida marina<sup>7</sup>.

Otro ecosistema de gran importancia son los manglares, que se destacan por su alta productividad y producción de materia orgánica. Promueven la biodiversidad ya que sus raíces sumergidas proveen hábitat y refugio para una rica fauna de peces, mamíferos e invertebrados. Los manglares tienen un alto valor ecológico y económico ya que actúan como criaderos para muchos peces y mariscos<sup>7</sup>.

Los bloques 1, 3, 4, 5, 12 de la ronda Caribe (Ver figura A.2), pueden afectar los arrecifes coralinos (Ver figura A.4), y los manglares de la costa Caribe colombiana (ver figura E.5) si no se tiene un debido seguimiento<sup>1, 7</sup>.

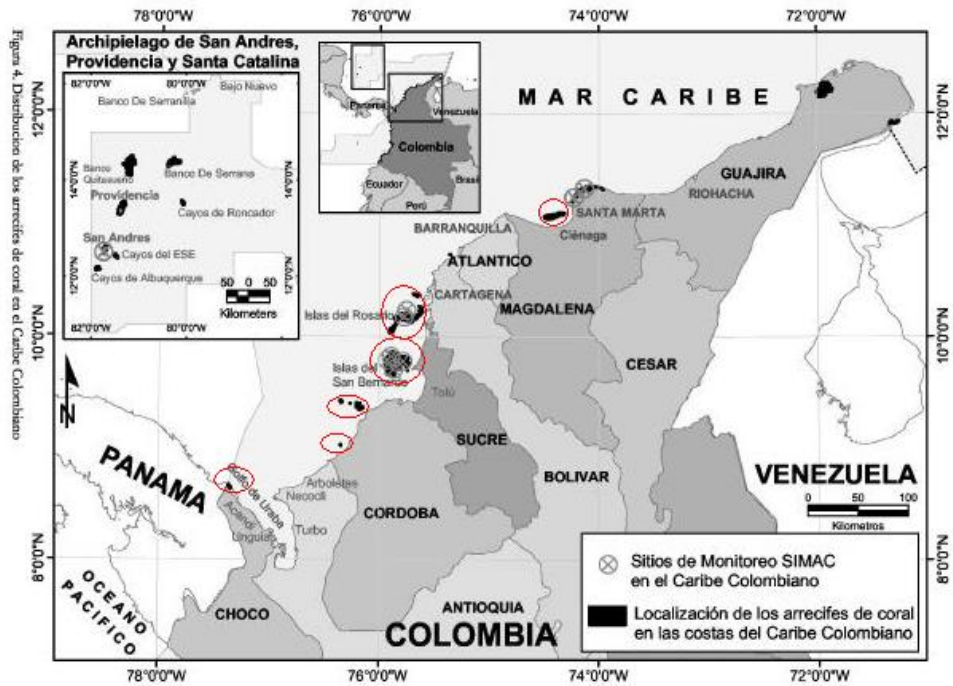
---

1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

6. biodiversidad marina: aproximación con referencia al caribe. Por: Germán Márquez, Profesor Asociado Departamento de Biología - Facultad de Ciencias e Instituto de Estudios Ambientales IDEA.

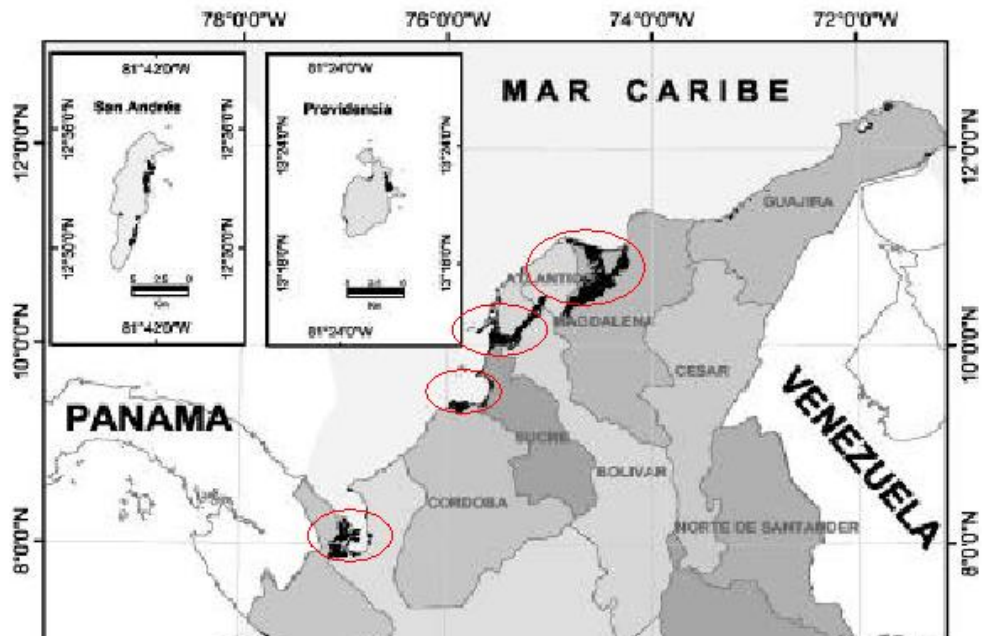
7. Informe del Estado de los Ambientes Marinos y Costeros en Colombia: Año 2001. CARACTERIZACIÓN DE LOS AMBIENTES MARINOS Y COSTEROS DE COLOMBIA Por: Jaime Garzón-Ferreira, M. Sc., Alberto Rodríguez-Ramírez, Sonia Bejarano-Chavarro, Raúl Navas-Camacho y Catalina Reyes-Nivia

Figura A.4. Distribución de arrecifes de coral en el Caribe colombiano



Fuente: Informe del Estado de los Ambientes Marinos y Costeros en Colombia: Año 2001

Figura A.5. Distribución de los bosques de manglar en las costas de Colombia



Fuente: Informe del Estado de los Ambientes Marinos y Costeros en Colombia: Año 2001

La exploración y explotación de campos petroleros son peligrosas si se operan en lugares de reproducción de mamíferos marinos y sitios de anidación de aves. Las operaciones que interfieren con rutas migratorias de los peces se deben restringir. La alteración del fondo marino de las colonias de mejillones o camarones es una preocupación. Muchos de los antedichos son estacionales, mientras que otros dependen específicamente en cuanto a la profundidad del agua y la ubicación<sup>4</sup>

En la explotación y entrega de crudo, se descargan cantidades considerables de petróleo al mar. La mayoría de los efectos nocivos inmediatos de estas descargas son la contaminación de los animales que se encuentran en las costas ya que el petróleo puede hacer grandes recorridos y al final termina en una playa donde tiene una grave estética y algunos efectos biológicos dañinos, donde organismos marinos inferiores como mejillones, anémonas de mar, y las algas prosperan, dado que estos son una parte esencial de la cadena alimentaria<sup>4, 5</sup>.

Actualmente la ronda Caribe esta siendo explorada por el método de prospección sísmica. Este método trabaja a base de explosiones de aire, generando ondas sonoras que afectan algunas especies marinas las cuales se comunican a grandes distancias por medio de los sonidos, también pueden afectar a peces y especies de coral que se conocen son muy sensibles a este tipo de intervención

### **E.1.5 Sustancias químicas tóxicas**

En las etapas de exploración, explotación y transporte de petróleo se debe tener cuidado con las sustancias toxicas tales como el alquitrán, pegamentos o disolventes que podrían alcanzar las aguas costeras y son perjudiciales para los ecosistemas marinos afectando las oferta pesquera de la que subsisten gran cantidad de familias pesqueras y artesanales de la región.

---

4. CONSTRUCTION OF MARINE AND OFFSHORE STRUCTURES 2 EDITION. Ben C. Gerwick, Jr. Chairman Ben C. Gerwick Inc. and Professor Emeritus University of California at Berkeley.

5. [http://www.sagangea.org/hojared\\_AGUA/paginas/14agua.html](http://www.sagangea.org/hojared_AGUA/paginas/14agua.html)

En las construcciones costa afuera se debe eliminar la lechada y bentonita que afectan los ecosistemas y vida marina, por esta razón se recomienda la utilización de polímeros que aunque costosos, ayudan al medio ambiente por no ser tóxicos y biodegradarse.

#### **E.1.6 Suelos contaminados**

Los suelos marinos de las costas colombianas están predominadas por fondos blandos, constituidos por arenas, arcillas, cienos, y limos, ofreciendo alimentos y protección a gran cantidad de animales. En el Caribe y Pacífico Colombiano comprenden un 99.5% de los ecosistemas. Estos suelos pueden estar en riesgo de ser contaminados por metales pesados y otras sustancias químicas tóxicas de construcciones costa afuera. Se deben tomar muestras y evaluarlas antes de iniciar la construcción.<sup>4, 7</sup> Si los suelos ya presentan contaminación, se deben contener por medio de cubrimiento de arcillas o por medio de una adecuada eliminación o dragado para luego transportarlo a un sitio adecuado.

#### **E.1.7 Transporte de sedimentos y la erosión**

**Sedimentación:** es un proceso de formación de suelos, que pueden ser contaminados durante la construcción de una plataforma petrolera. El remolque e instalaciones de jacket sobre el fondo marino podrían causar el desprendimiento de partículas. El hincado de pilotes produce que los sedimentos se desprendan de fondo marino causando la contaminación del agua. La perforación exploratoria por parte de las brocas genera vibraciones, las cuales hacen que haya una remoción de sedimentos y un riesgo de contaminación por las pruebas de producción, generadas por derrames de hidrocarburos<sup>4, 8</sup>.

---

4. CONSTRUCTION OF MARINE AND OFFSHORE STRUCTURES 2 EDITION. Ben C. Gerwick, Jr. Chairman Ben C. Gerwick Inc. and Professor Emeritus University of California at Berkeley.

8. Análisis de impactos ambientales petro-tech.

**Erosión:** es el resultado de la acción de las fuerzas de fricción de gases o de fluidos. Es uno de los problemas ambientales más preocupantes debido a que afecta uno de los elementos básicos para la vida, “la fertilidad del suelo”.

La exploración, las embarcaciones, el transporte del crudo y gas, pueden ser un factor detonante para la erosión. De igual forma las perturbaciones causadas por las grandes obras como rompe olas, que hacen que la arena tienda a acumularse a los lados “aguas arriba” y erosionar a los lados “aguas abajo”.

Es por ello que las empresas petroleras que exploren y exploten los hidrocarburos en Colombia deben diseñar obras de control de erosión, las cuales estén reguladas por normas legales y ambientales, teniendo en cuenta el impacto ambiental que podría causar a la fauna, flora, aire y los daños económicos a personas de la comunidad<sup>9, 10</sup>.

#### **E.1.8 Seguridad industrial y control ambiental en Colombia**

ECOPETROL ha mantenido diferenciado el control ambiental, de la seguridad industrial. En 1993-1996 junto con el Inderena (Instituto de Desarrollo de los Recursos Naturales Renovables del Ministerio de Agricultura), el Ministerio de Salud y el Ministerio de Medio Ambiente, promovieron dentro de la industria petrolera los estudios y mapas de riesgos para todas las fases de esta actividad, así como los planes de manejo ambiental y contingencia que ya se venían diseñando y cumpliendo parcialmente desde 1986.<sup>1</sup>

---

1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.

9. control de erosión volumen 2. Profesor Jaime Suárez de la universidad industrial de Santander

10. <http://www.criecv.org/es/proyectos/pagagua/erosion.html>

Durante estos periodos se tomaron medidas como el sistema de mínima descarga, la obtención de cortes de perforación con mínima arrastre de lodo, el tratamiento de aguas residuales industriales, perforación de varios pozos direccionales desde una misma plataforma y otras medidas como la biorremediación *“proceso que utiliza microorganismos, hongos, plantas o las enzimas derivadas para retornar un medio ambiente alterado por contaminantes a su condición natural, como es el caso de la degradación de lodos aceitosos”*<sup>11</sup>.

Debido a esto, se creó un plan de contingencia para la prevención de desastres que permite afianzar y fortalecer las operaciones, respuesta y contención para una adecuada atención de derrames de hidrocarburos que son nocivos para el medio marino.

#### **E.1.9 Planes de prevención para la contaminación por actividades relacionadas con el petróleo.**

Cuando se estas realizando actividades petroleras, se debe contar con planes de prevención para que nuestros mares no sean contaminados y así poder disminuir la probabilidad de un desastre sobre los ecosistemas marinos.

Estos planes deben tener en cuenta las causas que ocasionan mayores accidentes por derramamiento de petróleo o sus derivados sobre el mar y son importantes para<sup>12</sup>:

- ✓ Reducir la probabilidad de descargas accidentales de productos de petróleo, fluidos de proceso y químicos
- ✓ establecer prácticas de operación y programas de entrenamiento para
- ✓ el manejo y control de derrames
- ✓ Restringir la contaminación del ambiente
- ✓ Reducir los costos y el tiempo requeridos para la limpieza y
- ✓ Rehabilitación de tierras contaminadas por los derrame

---

11. <http://es.wikipedia.org/wiki/Biorremediación>

12. <http://www.minem.gob.pe/archivos/dgaee/legislacion/guias/guiahidro-xvi.pdf>

### **E.1.10 Actividades del proyecto con potencial de causar impacto**

Las actividades de un proyecto están determinadas por aquellas acciones y operaciones a partir de las cuales se consideran causales de posibles impactos ambientales.

**E.1.10.1 Exploración:** debido a la exploración muchos ecosistemas naturales y antrópicos se verían alterados por la construcción de vías de penetración (cambios en los cursos de aguas, desestabilización de taludes naturales, procesos intensivos de colonización por las vías constructivas y en los alrededores de campamentos), también causarían expectativa económica, desconocimiento de la territorialidad indígena y por ello la pérdida de la identidad cultural.

#### **E.1.10.1.1 Residuos en las operaciones**

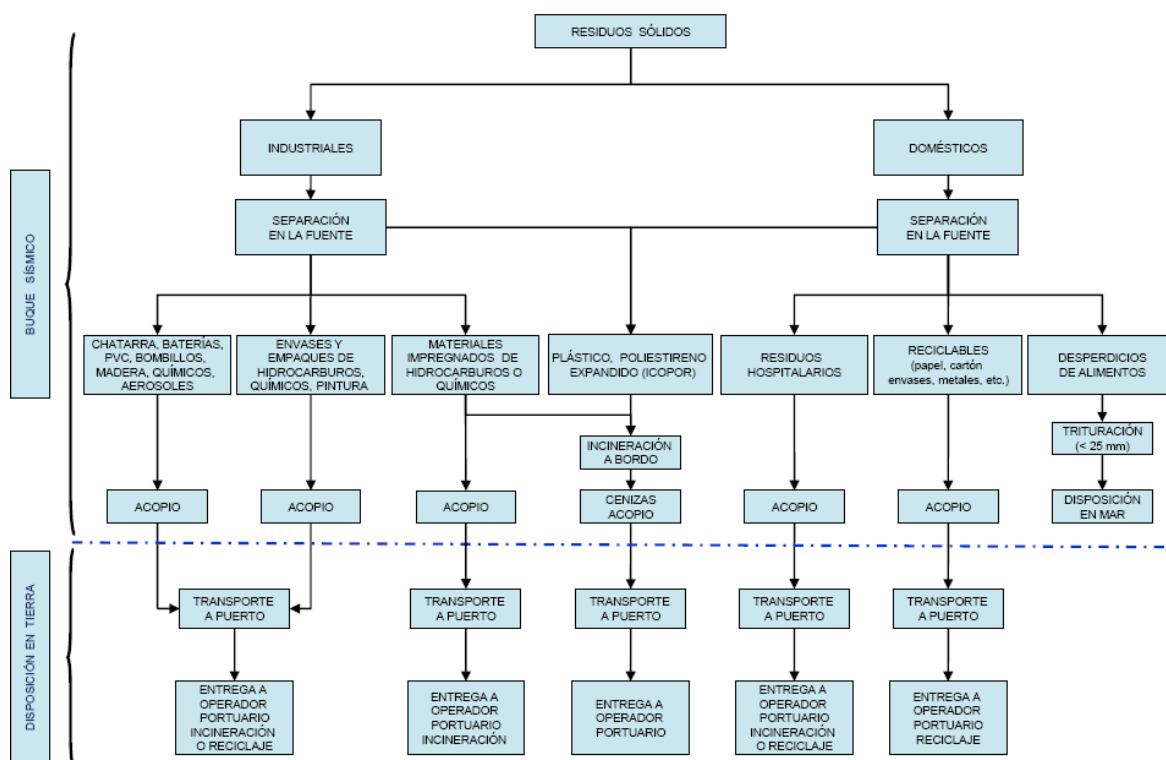
El manejo de residuos es uno de los aspectos más importantes en la etapa de exploración mediante embarcaciones que en su interior generan residuos tanto sólidos como líquidos. Su manejo está reglamentado por la MARPOL 73/78 y la organización marítima internacional OMI<sup>2</sup>.

**E.1.10.1.2 Los residuos sólidos:** son generados a bordo y pueden ser de tipos domésticos, patológicos, industriales y especiales. Los residuos sólidos son separados desde la fuente, para lo cual existen a bordo numerosas canecas con instrucciones precisas por un manejo típico (figura A.7)<sup>2</sup>.

---

2. Guía ambiental para exploración sísmica. Febrero 2008

**Figura A.7. Manejo típico de residuos sólidos**



Fuente: Guía ambiental para la exploración sísmica marina. Febrero 2008

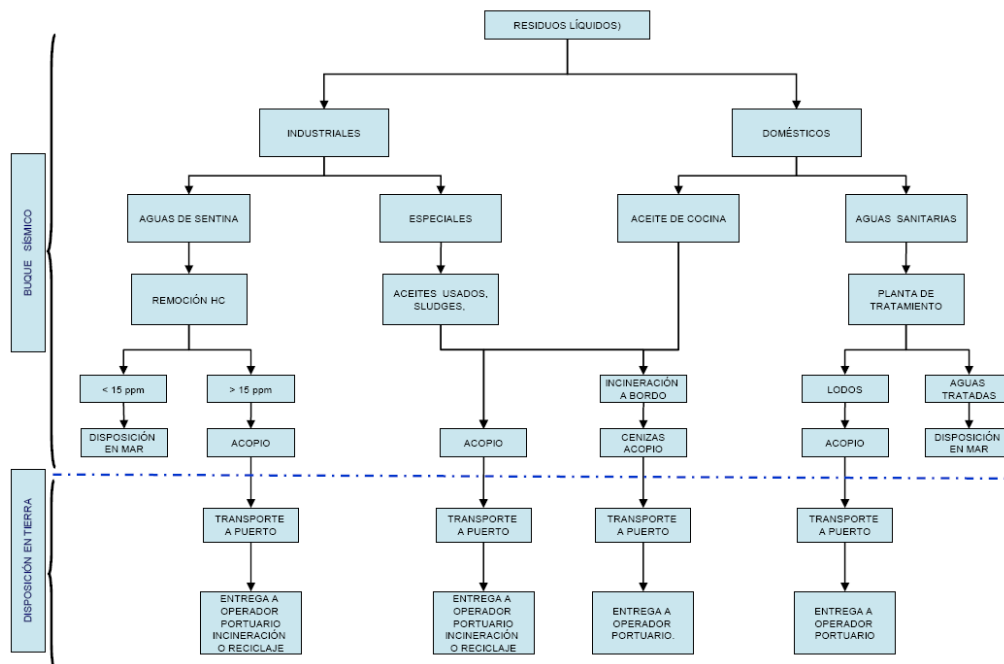
**E.1.10.1.3 Los residuos líquidos:** Al igual que los residuos sólidos, los residuos líquidos requieren ser manejados de acuerdo a su naturaleza y las características de los mismos (Ver figura A.8)<sup>2</sup>.

**E.1.10.2 Explotación:** en la etapa de explotación los ecosistemas se verían afectados de gran manera, habría una transformación debido al vertimiento de agua contaminada y lodos, que llegarían a los ríos y fuentes superficiales, además las aguas subterráneas se verían afectadas por las descargas de aguas salinas. Los drenajes naturales se transformarían con la construcción de vías y oleoductos y las aguas negras de los campamentos podrían alcanzar la red hídrica.

2. Guía ambiental para exploración sísmica. Febrero 2008

La bentonita es muy utilizada en la perforación de los pozos, y los aditivos en la extracción del petróleo, provocando turbiedad en las aguas. Los residuos de hormigón utilizados en las construcciones costa afuera contaminan el agua e incrementa el pH<sup>4</sup>.

**Figura A.8. Manejo típico de residuos líquidos**



Fuente: Guía ambiental para la exploración sísmica marina. Febrero 2008

**E.1.10.4 Transporte:** los efectos que traen el transporte del hidrocarburo o equipos necesarios, es el incremento en el ruido y posibles problemas de erosión y sedimentación, el crecimiento de las poblaciones cercanas al oleoducto, además el transporte por los oleoductos que atraviesan los ecosistemas generan una alteración, como es el caso de un derrame por accidente o sabotaje, siendo este una amenaza permanente<sup>1, 8</sup>.

1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004.
4. CONSTRUCTION OF MARINE AND OFFSHORE STRUCTURES 2 EDITION. Ben C. Gerwick, Jr. Chairman Ben C. Gerwick Inc. and Professor Emeritus University of California at Berkeley.
8. Análisis de impactos ambientales petro-tech.

**E.1.10.5 Refinación:** uno de los graves problemas que genera la refinación es la contaminación del aire por la emisión de gases, también se produce un incremento en el ruido, contaminación química del agua y una inadecuada disposición de las grandes cantidades de residuos, sin mencionar la gran amenaza que genera la presencia de grandes volúmenes de combustible inflamables almacenados<sup>1, 8</sup>.

**E.1.10.6 Consumo:** el gran problema del combustible a base de petróleo es la generación de gases contaminantes, ya que todos los vehículos y equipos que poseen un motor típico, transforman solo un 30% de la energía calórica en movimiento y el otro 70% se disipa en forma de gases, transformándose en energía calorífica que llega a la atmósfera produciendo cambios climático<sup>1, 8</sup>.

En Colombia se elaboro una tabla de aspecto-impacto respecto a las actividades de un proyecto costa afuera (Ver tabla A.1), conteniendo las acciones de cada Etapa del proyecto con potencialidad de generar impactos y riesgos ambientales<sup>2</sup>.

**Tabla A.1. Aspectos e impactos de un proyecto costa afuera**

ACTIVIDADES  IMPACTOS POTENCIALES				ETAPAS GENERALES DEL PROYECTO														
				A PLANEACIÓN			B OPERACIÓN								C DESMOVILIZACIÓN			
				A.1	A.2	A.3	B.1	B.2	B.3	B.4	B.5	B.6	B.7	B.8	C.1	C.2		
MEDIO	COMPONENTE	ELEMENTO	IMPACTO	Trámite de permisos	Selección y contratación empresas y equipos de apoyo nacionales	Contratación y entrenamiento de personal	Arribo de la embarcación a aguas colombianas	Movilización de la embarcación al área del proyecto	Tendido y Configuración de los Equipos	Registro de Datos Sísmicos	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos domésticos	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos industriales	Transporte suministros por barco	Transporte por helicóptero	Manejo y disposición de residuos sólidos y líquidos	Salida de la embarcación		
ABIÓTICO	Hídrico	Aguas Marinas	Alteración características fisicoquímicas															
	Atmósfera	Aire	Alteración características fisicoquímicas															
		Ruido	Incremento en los niveles sonoros															
BIÓTICO	Fauna	Biota Marina	Afectación huevos y larvas															
			Afectación arrecifes coralinos															
			Afectación macroinvertebrados															
			Afectación aves															
			Afectación peces															
			Afectación quelonios															
SOCIO ECONÓMICO Y CULTURAL			Afectación cetáceos															
			Generación de expectativas															
			Generación de empleo															
			Interrupción patrones de pesca															
			Disminución capturas de pesca															
		Aumento en la demanda de bienes y servicios																
		Afectación rutas de navegación																

Fuente: Guía ambiental para la exploración sísmica marina. Febrero 2008

1. AVELLANEDA CUSARIA, Alfonso. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. Ecoe ediciones, Bogotá. 2004

8. Análisis de impactos ambientales petro-tech.

## ANEXO B

### PLANOS ARQUITECTÓNICOS DE LA CUBIERTA DE LA PLATAFORMA

Figura B.1. Distribución de los equipos e instalaciones en nivel superior [ft].

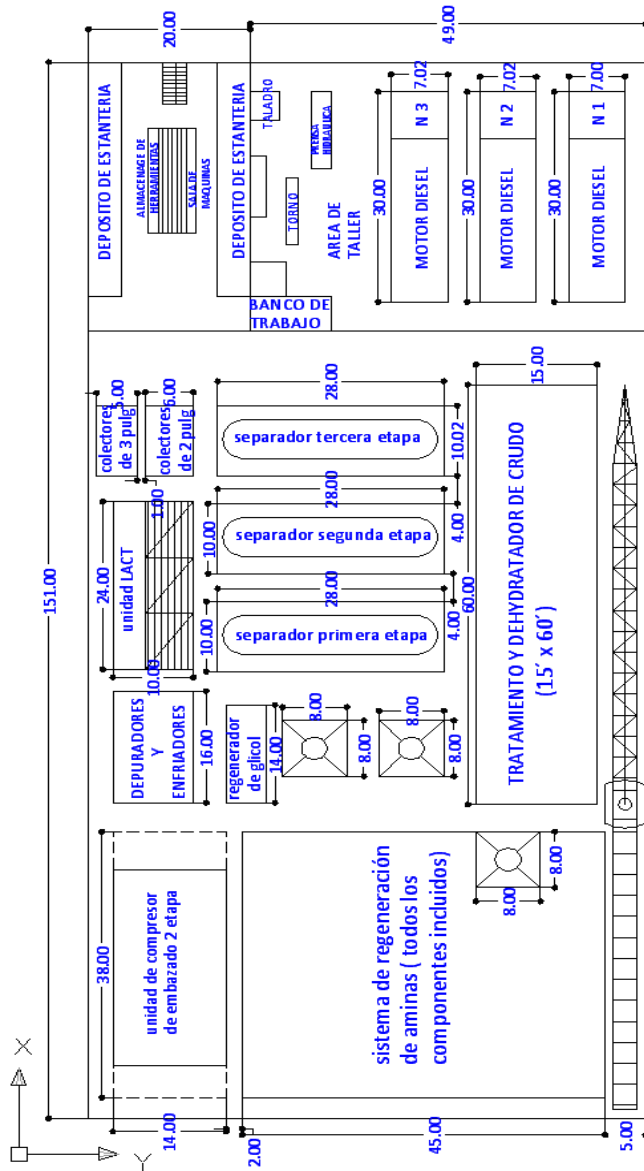


Figura B.2. Distribución de los equipos e instalaciones en segundo nivel [ft].

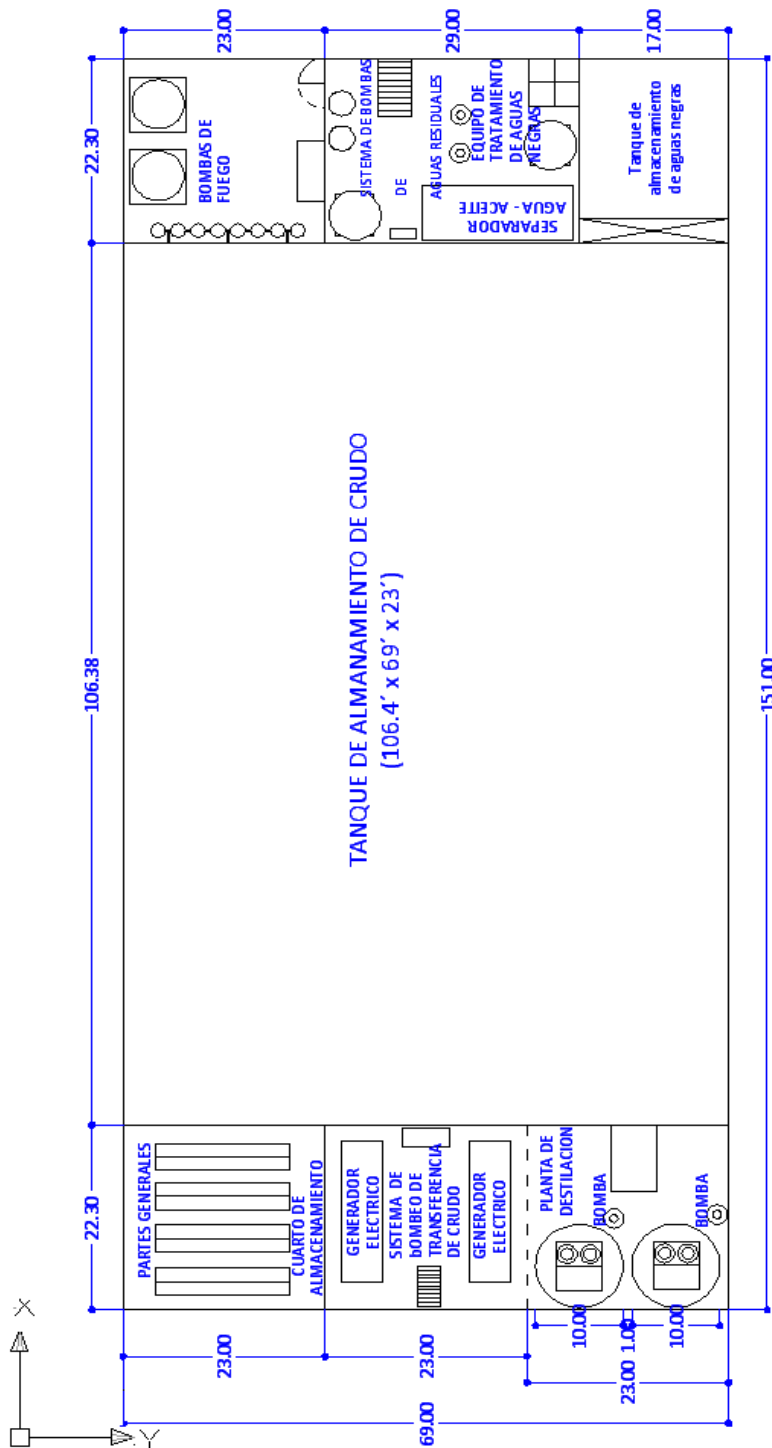


Figura B.3. Distribución de los equipos e instalaciones en nivel inferior [ft].

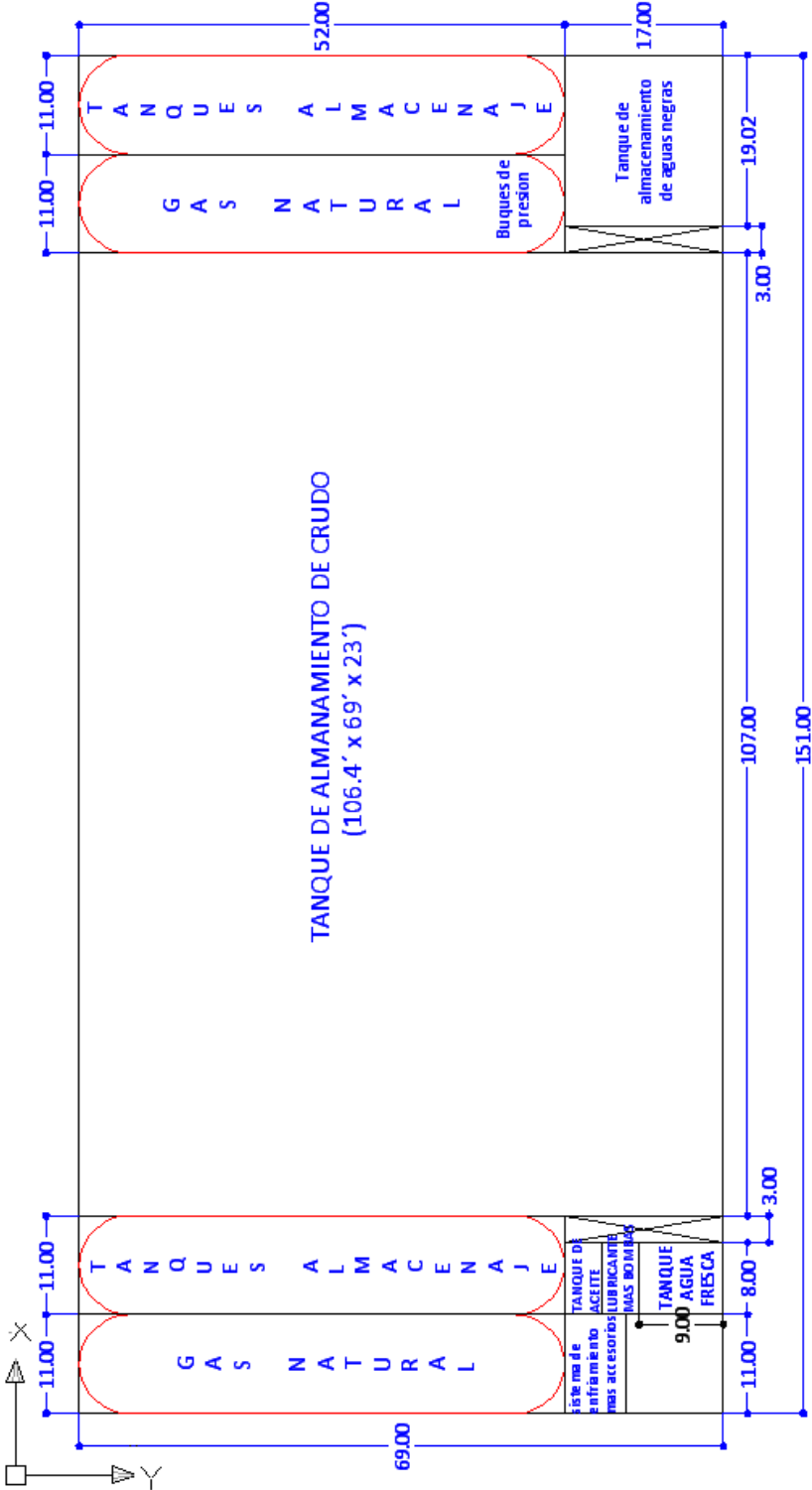


Figura B.4. Costado 1a de la cubierta [ft].

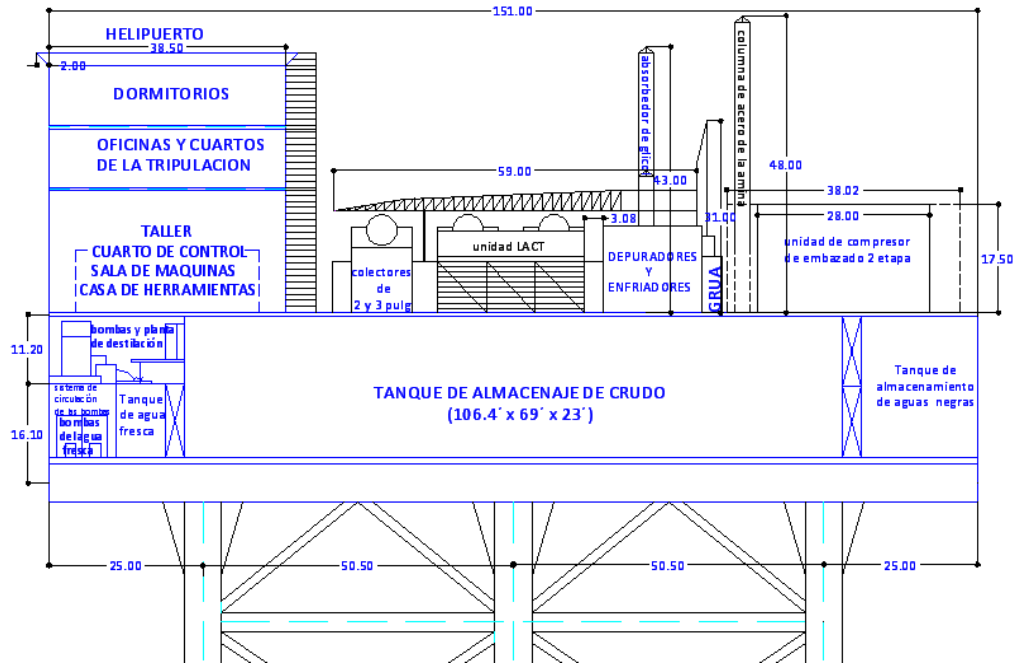


Figura B.5. Costado 1b de la cubierta [ft].

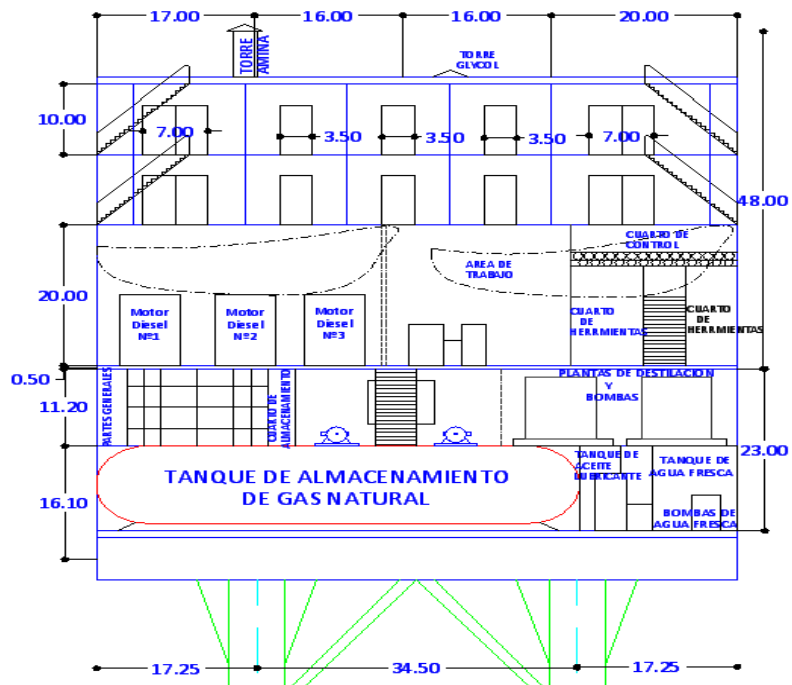


Figura B.6. Costado 2a de la plataforma [ft].

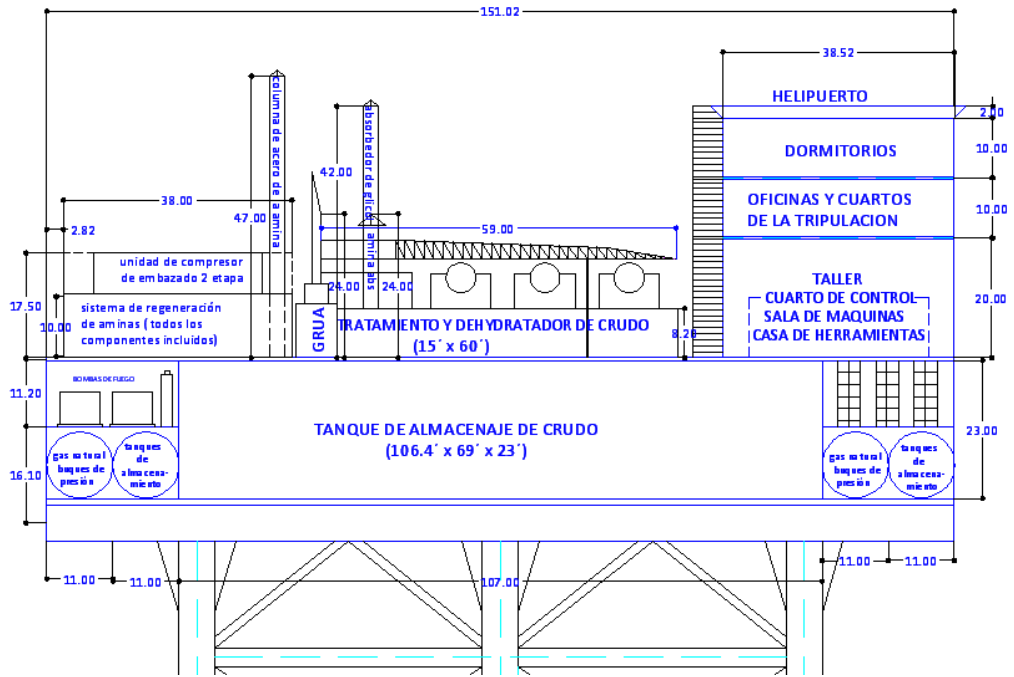
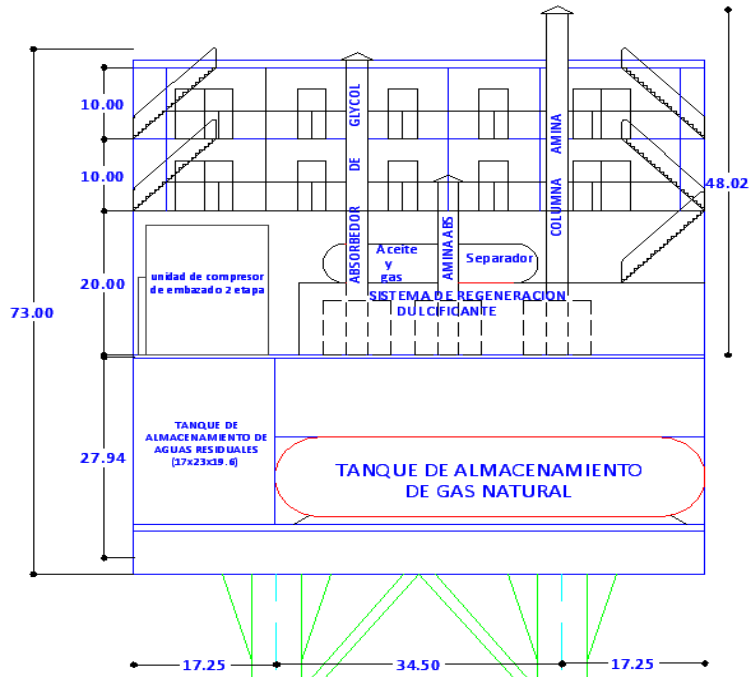


Figura B.7. Costado 2b de la plataforma [ft].

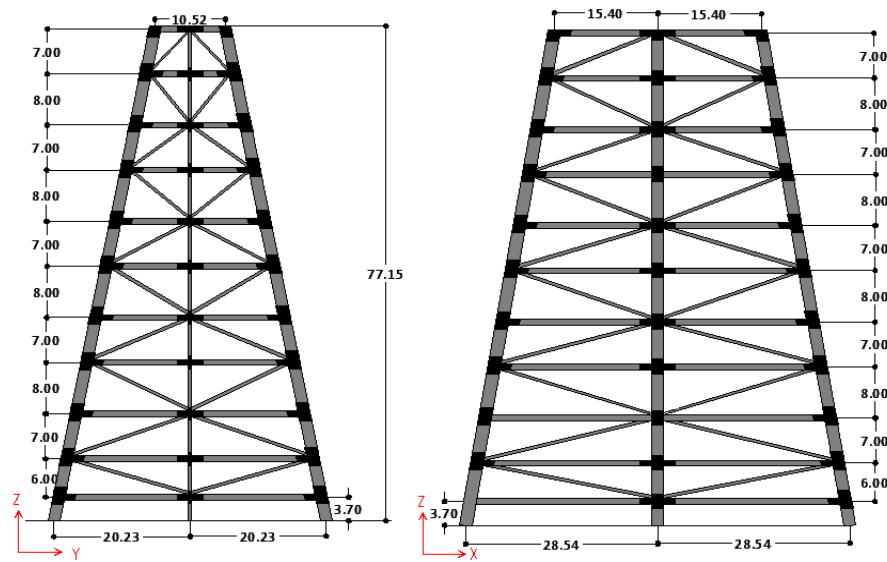


## ANEXO C.

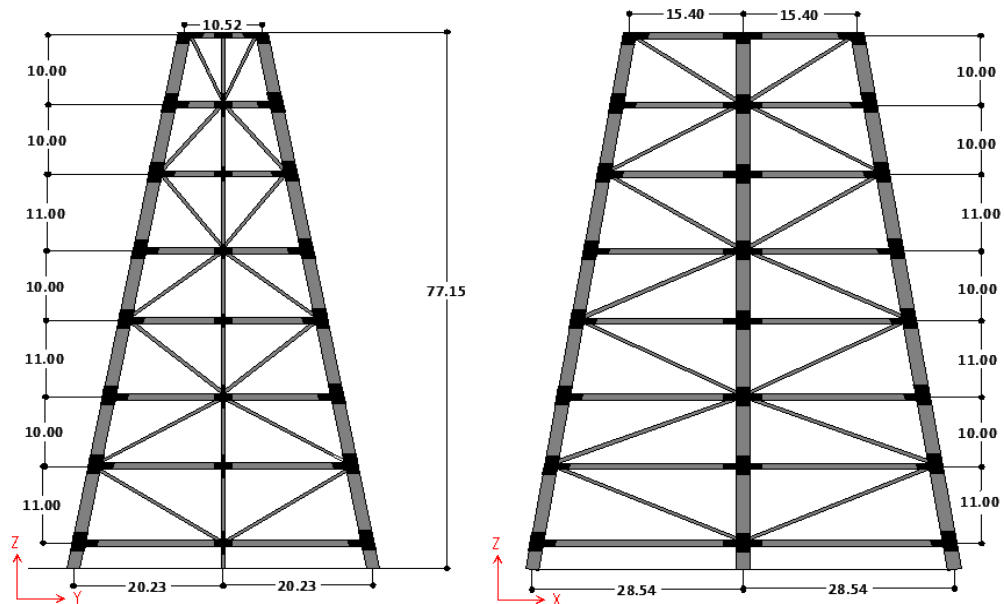
### SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL

En las siguientes figuras se mostraran las posibles configuraciones estructurales, de las cuales se escogerá la más adecuada teniendo en cuentas distintos criterios.

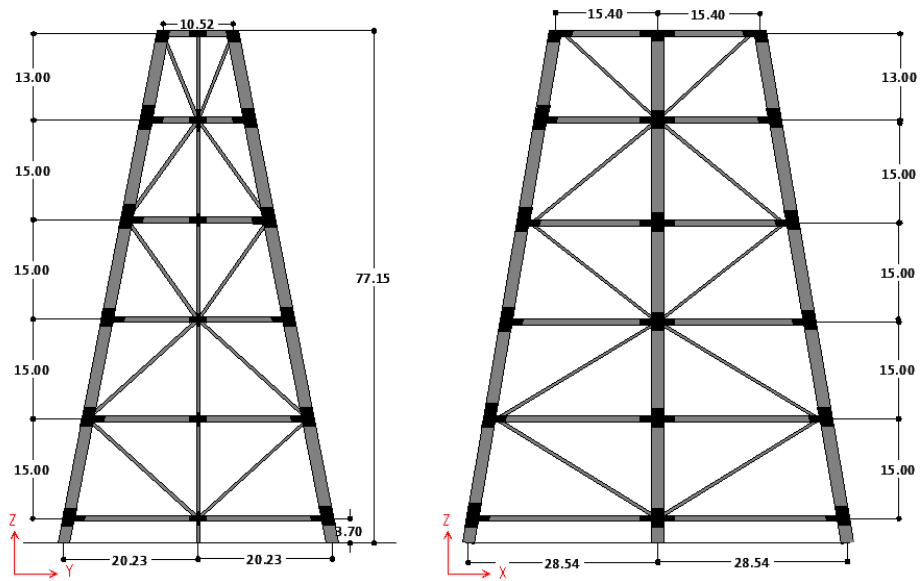
**Figura C.1. Modelo estructural 1**



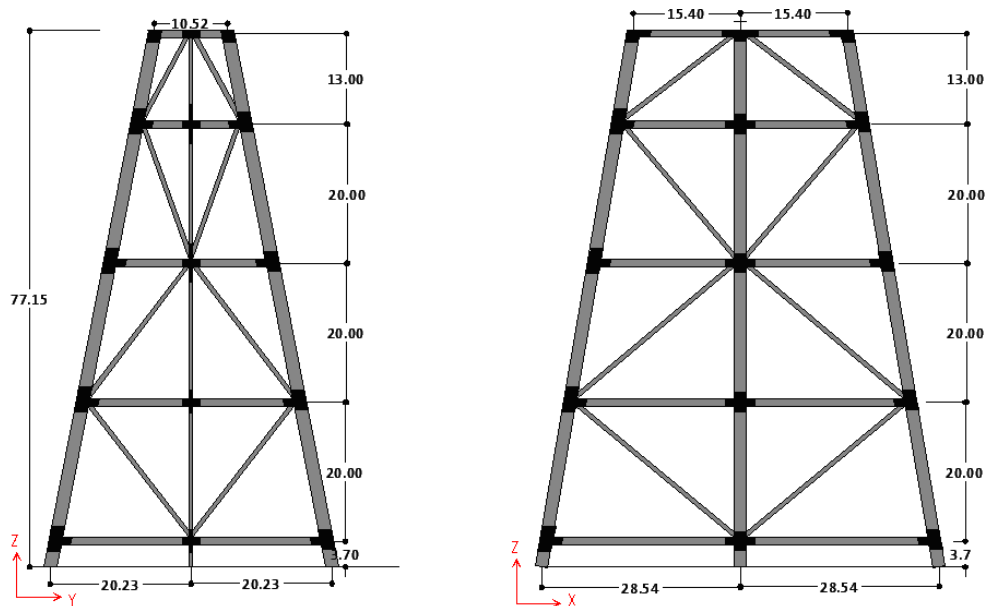
**Figura C.2. Modelo estructural 2**



**Figura C.3. Modelo estructural 3**



**Figura C.4. Modelo estructural 4**



Este método se propuso con el fin de conocer, cual modelo tendrá mejor comportamiento estructural ante las cargas gravitacionales y las cargas por corrientes marinas, ya que estas cargas son constantes durante las operaciones en la plataforma.

Las condiciones de borde que se tienen en cuenta para la simulación son:

- El espaciamiento entre elementos horizontales, aumenta en cada modelo.
- Las piernas tendrán las mismas dimensiones en los 4 modelos, ya que estas soportan el mismo peso.
- Los diámetros de los refuerzos horizontales y diagonales varían en función de la cantidad del elementos que haya (entre menor cantidad de elementos horizontales y diagonales tenga el modelo mayores serán sus diámetros y espesores de pared).
- El esfuerzo de fluencia del acero es de 36000 psi

***Estimación preliminar de las cargas gravitacionales de la cubierta***

El cálculo del peso preliminar de la cubierta se baso de los porcentajes típicos de plataformas jackets. (Ver tabla C.1)

**Tabla C.1. Cargas gravitacionales típicas de la cubierta.**

ítem	% peso
estructura de la cubierta	5
helipuerto	1.5
modulo habitacional	3.5
equipos e instalaciones sobre la cubierta	60
equipos de perforación	12
carga de grúa	6
estructura jacket	12
<b>carga útil</b>	<b>100</b>

Fuente: (Handbook of offshore engineering. Subrata K. Chakrabarti. Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 4 página 136).

Por lo tanto el peso total de los equipos e instalaciones de la plataforma es:

$$12, 568, 500,0 \text{ lb} = 5700,0 \text{ ton.}$$

El Peso de la cubierta mas equipos e instalaciones es:  $5700 + 5700 * 5/60 = 6175$  ton  
Se asumió que la carga de la estructura de la cubierta mas la carga de los

equipos e instalaciones, se transmite equitativamente entre las 6 piernas de la estructura jacket.

Por lo tanto la carga por pierna= 6175/6=1029 ton= 2303830 lb

### **Calculo de cargas por corrientes marinas**

Para el cálculo de las fuerzas producidas por las corrientes marinas utilizamos la ecuación recomendada por el API 2ª-LFRD<sup>29</sup>:

$$Fd = C_D * \frac{\rho}{2} * A * U |U| \dots \dots Eq C.1$$

Donde:

FD= Fuerza de arrastre por unidad de longitud actuando normal al miembro

CD = es el coeficiente de arrastre

$\rho$  = es la densidad del agua de mar

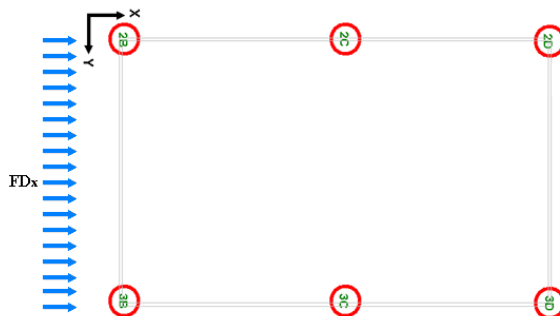
A= área proyectada normalmente al eje del cilindro por unidad de longitud (=D para cilindros circulares)

U = componente del vector velocidad del agua debido a olas/corriente normal al eje del miembro

### **Calculo de cargas por corrientes marinas sobre el modelo 1**

Asumiendo que las corrientes en dirección X tenemos que: (ver figura C.5)

**Figura C.5. Cargas por corrientes marinas golpeando en dirección X**



$C_D = 0.65$  para tubería lisa ... API 2a – LRFD <sup>30</sup>

$$\rho = 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} = 1027 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Diámetro de la pierna = 72" = 6 Ft

Velocidad de las corrientes =  $U = 1.5$  nudos = 0.762 m/s = 2.5 pies/s valor asumido para pre dimensionamiento

### **Pierna Principales**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 6\text{ft} = 24.29 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de la pierna = 77.15 m = 253.11 Ft

Fuerza sobre la pierna =  $24.29 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 253.11\text{ft} = 6147.96 \text{ lb} = 2.79 \text{ ton}$

### **Elementos Horizontales**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 2.67\text{ft} = 10.81 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de los elementos horizontales = 254.67 m = 835.53 Ft

Fuerza sobre los elementos horizontales =  $10.81 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 853.53\text{ft} = 9031.2 \text{ lb} = 4.1 \text{ ton}$

### **Elementos diagonales**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 1.5\text{ft} = 6.07 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de los elementos diagonales = 317.34 m = 1041.14 Ft

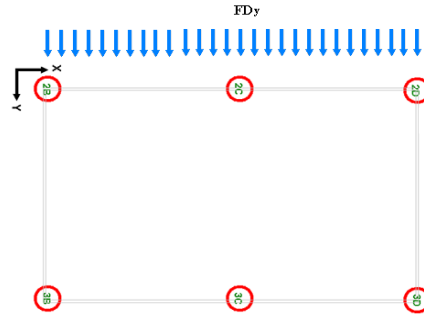
Fuerza sobre los elementos diagonales =  $6.07 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 1041.1\text{ft} = 6332.2 \text{ lb} = 2.87 \text{ ton}$

Asumiendo que las fuerzas sobre los elementos diagonales y horizontales se transmiten equitativamente a las dos piernas, tenemos que:

$$F. \text{ total sobre la pierna} = 6147.96\text{lb} + \frac{9031.2\text{lb} + 6322.3\text{lb}}{2} = 13824.68 \text{ lb} = 6.27\text{ton}$$

Asumiendo que las corrientes marinas golpearan en dirección Y. (Ver figura C.6

**Figura C.6. Cargas por corrientes marinas golpeando en dirección Y**



**Pierna**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 6\text{ft} = 24.29 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de la pierna=77.15 m = 253.11 Ft

Fuerza sobre la pierna =  $24.29 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 253.11\text{ft} = 6147.96 \text{ lb} = 2.79 \text{ ton}$

**Elementos Horizontales**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 2.67\text{ft} = 10.81 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de los elementos horizontales=438.54 m = 1438.78 Ft

Fuerza sobre los elementos horizontales=  $10.81 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 1438.8\text{ft} = 15553 \text{ lb} = 7.05 \text{ ton}$

**Elementos diagonales**

$$F_D = 0.5 * 0.65 * 1.993 \frac{\text{slug}}{\text{ft}^3} * \left(2.5 \frac{\text{ft}}{\text{s}}\right)^2 * 1.5\text{ft} = 6.07 \frac{\text{Lb}}{\text{ft}}$$

Longitud de los elementos diagonales=400.72m = 1041.14 Ft

Fuerza sobre los elementos diagonales =  $6.07 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} * 1347.7\text{ft} = 7983.4 \text{ lb} = 3.62 \text{ ton}$

Asumiendo que las fuerzas sobre los elementos diagonales y horizontales se transmiten equitativamente a las 3 piernas, tenemos que:

$$F. \text{ total sobre la pierna} = 6147.96\text{lb} + \frac{15551.6\text{lb} + 7983.4\text{lb}}{3} = 13992.98 \text{ lb} = 6.35\text{to}$$

Tabla C.2. Cálculo de la fuerza de arrastre en el modelo 1

corrientes en sentido x			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>24.289688</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2.67	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>10.808911</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	835.5315	Ft
fuerza en elemento	FD	9031.1855	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	1.5	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>6.0724219</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	1041.1417	Ft
fuerza en elemento	FD	6322.2518	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		<b>13824.681</b>	<b>Lb</b>

corrientes en sentido sentido y			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>24.289688</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2.67	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>10.808911</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	1438.7795	Ft
fuerza en elemento	FD	15551.64	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	1.5	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>6.0724219</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	1314.6982	Ft
fuerza en elemento	FD	7983.4019	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		<b>13992.977</b>	<b>Lb</b>

Tabla C.3. Cálculo de la fuerza de arrastre en el modelo 2

corrientes en sentido x			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>24.289688</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>12.144844</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	569.58661	Ft
fuerza en elemento	FD	6917.5404	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	1.5	ft
espesor de la pared	t	0.75	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>6.0724219</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	884.05512	Ft
fuerza en elemento	FD	5368.3556	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		<b>12290.911</b>	<b>Lb</b>

corrientes en sentido sentido y			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>24.289688</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>12.144844</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	1037.8609	Ft
fuerza en elemento	FD	12604.658	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	$\rho$	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	1.5	ft
espesor de la pared	t	0.75	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
<b>fuerza de arrastre</b>	<b>Fd</b>	<b>6.0724219</b>	<b>LB/Ft</b>
longitud del elemento	L	972.76903	Ft
fuerza en elemento	FD	5907.0639	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		<b>12318.537</b>	<b>Lb</b>

Tabla C.4. Cálculo de la fuerza de arrastre en el modelo 3

corrientes en sentido x			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	24.289688	LB/Ft
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3.33	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	13.480777	LB/Ft
longitud del elemento	L	444.65223	Ft
fuerza en elemento	FD	5994.2574	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2	ft
espesor de la pared	t	0.625	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	8.0965625	LB/Ft
longitud del elemento	L	797.73622	Ft
fuerza en elemento	FD	6458.9212	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		12374.552	Lb

corrientes en sentido sentido y			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	24.289688	LB/Ft
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3.33	ft
espesor de la pared	t	0.5	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	13.480777	LB/Ft
longitud del elemento	L	777.49344	Ft
fuerza en elemento	FD	10481.215	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2	ft
espesor de la pared	t	0.625	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	8.0965625	LB/Ft
longitud del elemento	L	768.50394	Ft
fuerza en elemento	FD	6222.2402	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		11715.781	Lb

Tabla C.5. Cálculo de la fuerza de arrastre en el modelo 4

corrientes en sentido x			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	24.289688	LB/Ft
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3.5	ft
espesor de la pared	t	0.625	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	14.168984	LB/Ft
longitud del elemento	L	362.8	Ft
fuerza en elemento	FD	5140.5075	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2	ft
espesor de la pared	t	0.75	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	8.0965625	LB/Ft
longitud del elemento	L	740.28	Ft
fuerza en elemento	FD	5993.7233	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		11715.078	Lb

corrientes en sentido sentido y			
CARGAS EN LAS PIERNAS			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	6	ft
espesor de la pared	t	1	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	24.289688	LB/Ft
longitud del elemento	L	253.11	Ft
fuerza en elemento	FD	6147.9628	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS HORIZONTALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	3.5	ft
espesor de la pared	t	0.625	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	14.168984	LB/Ft
longitud del elemento	L	637.6	Ft
fuerza en elemento	FD	9034.1444	LB
CARGAS SOBRE LOS ELEMENTOS DIAGONALES			
nombre	simbolo	valor	unidades
coeficiente de arrastre;	CD	0.65	
densidad del agua;	p	1.993	slug/Ft <sup>3</sup>
Área proyectada;	A	2	ft
espesor de la pared	t	0.75	pulg
Velocidad de la corriente	U	2.5	ft/s
fuerza de arrastre	Fd	8.0965625	LB/Ft
longitud del elemento	L	660.9	Ft
fuerza en elemento	FD	5351.0182	LB
<b>FUERZA TOTAL SOBRE LA PIERNA</b>		10943.017	Lb

Se puede apreciar que entre menos espaciamiento existe entre los elementos horizontales, mayor será la fuerza ejercida sobre las piernas (ver tabla C.6). Esto se debe a que la estructura tendrá más elementos, por lo que se comportara como una pared ante las corrientes marinas.

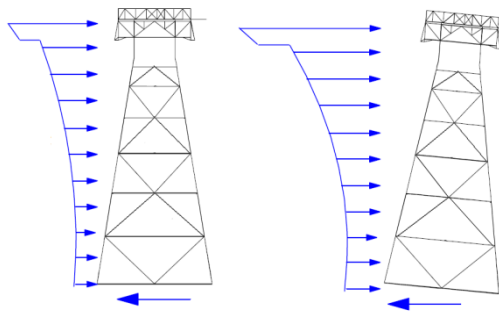
**Tabla C.6. Resumen de las fuerzas totales sobre las piernas de los 4 modelos, cuando las corrientes marinas golpean en sentido X y Y**

	SENTIDO EN X	SENTIDO EN Y
	CRAGA SOBRE LA PIERNA	CRAGA SOBRE LA PIERNA
ESTRUCTURA 1	13992.98 lb 6.35 ton	13824.68lb 6.27 ton
ESTRUCTURA 2	12318.53 lb 5.5876 ton	12290.91 lb 5.58 ton
ESTRUCTURA 3	11715.78 lb 5.31 ton	12374.55 lb 5.61 ton
ESTRUCTURA 4	10943.01 lb 4.96 ton	11715.07 lb 5.314

### Simulación

Esta simulación busca conocer los desplazamientos horizontales y verticales en la plataforma ante las cargas gravitacionales y las cargas generadas por las corrientes marinas (ver figura C.7). Recordemos que las estructuras jackets son estructuras rígidas y sus desplazamientos deben ser mínimos. Por lo tanto, el modelo más adecuado para esta investigación será el que sufra menos deformaciones ante las cargas gravitacionales y las cargas por corrientes marinas. (Ver tabla C.7)

**Figura C.7. Comportamiento de una jacket ante cargas laterales y gravitacionales**



Fuente: OTC13191. Strengthening of Ekofisk Platforms to Ensure Continued and Safe Operation Birger Etterdal, Ingar Scherf/CorrOcean and Henrik Grigorian/Phillips Petroleum Company Norway. 2001

**Tabla C.10 Desplazamientos generados por cargas gravitacionales más corrientes en sentido X y sentido Y.**

	CARGA MUERTA MAS CARGA DE LA CORRIENTE EN SENTIDO X				CARGA MUERTA MAS CARGA DE LA CORRIENTE EN SENTIDO Y			
	DESPLAZAMIENTO				DESPLAZAMIENTO			
	ALTURA	X	Y	Z	ALTURA	X	Y	Z
Modelo 1	76.7	0.0038	0.0037	-0.0333	76.7	0.007	0.0016	-0.0336
	69.7	0.0003	0.002	-0.0296	69.7	0.0036	-0.0002	-0.0298
	61.7	0.0003	0.0019	-0.0266	61.7	0.0037	-0.0002	-0.0268
	54.7	2.78E-05	0.0016	-0.0238	54.7	0.0033	-0.0005	-0.024
	46.7	-2.1E-05	0.0018	-0.0207	46.7	0.0032	-0.0003	-0.0209
	39.7	-0.0003	0.0015	-0.0178	39.7	0.0026	-0.0004	-0.018
	31.7	-0.0001	0.0017	-0.0145	31.7	0.0025	-0.00007	-0.0147
	24.7	-0.0003	0.0014	-0.0115	24.7	0.0019	-0.000033	-0.0117
	16.7	-5.2E-05	0.0013	-0.008	16.7	0.0016	0.0001	-0.0081
	9.7	-0.0002	0.0008	-0.0047	9.7	0.0007	0.00006	-0.0048
3.7	-0.0002	0.0001	-0.0018	3.7	0.00006	-0.00009	-0.0018	
Modelo 2	76.7	0.0023	0.0023	0.0314	76.7	0.0041	0.0007	-0.0314
	66.7	0.00007	0.0016	-0.0274	66.7	0.0019	0.00005	0.0275
	56.7	-0.001	0.0006	-0.0236	56.7	0.0008	-0.0008	-0.0236
	45.7	-0.0002	0.0013	-0.0197	45.7	0.0015	-0.00007	-0.0198
	35.7	-0.0009	0.0005	-0.0157	35.7	0.0006	-0.0006	-0.0157
	24.7	-0.0002	0.0009	-0.0113	24.7	0.001	0.000014	-0.0114
	14.7	-0.0008	0.0007	-0.0069	14.7	-0.00008	0.00005	-0.0069
3.7	-0.0002	0.00008	-0.0017	3.7	-0.00007	-0.00009	-0.0017	
Modelo 3	76.7	0.0019	0.0022	-0.0304	76.7	0.0034	0.0007	-0.0304
	63.7	2E-07	0.0016	-0.0257	63.7	0.0015	0.00008	-0.0257
	48.7	-0.0018	0.0002	-0.02	48.7	-0.0005	-0.0011	-0.0201
	33.7	-0.0002	0.0011	-0.0147	33.7	0.001	0.00007	-0.0148
	18.7	-0.0017	0.0004	-0.0085	18.7	-0.001	-0.0002	-0.0085
3.7	-0.0002	0.000051	-0.0017	3.7	-0.00008	-0.0001	-0.0017	
Modelo 4	76.7	0.0023	0.0024	-0.0313	76.7	0.0036	0.0009	-0.0313
	63.72	-0.0019	0.001	-0.0251	63.72	-0.0006	-0.0004	-0.0251
	43.72	-1.9E-05	0.0012	-0.0185	43.72	0.0011	0.00005	-0.0185
	23.72	-0.0024	0.0004	-0.0107	23.72	-0.0017	-0.0003	-0.0107
3.7	-0.0001	0.00006	-0.0017	3.7	-0.000008	-0.00008	-0.0017	

Los resultados indican que los modelos con menores desplazamientos son el modelo 3 y modelo 2 respectivamente.

### Pandeo en columnas

El modelo 3 tiene mayor espaciamiento entre elementos horizontales que el modelo 2, por lo tanto se compararan los modelos con el fin de conocer los efectos de pandeo.

Utilizando la siguiente ecuación<sup>32</sup> tenemos que:

$$F_a = \frac{\left[ 1 - \frac{(kl/r)^2}{2C_c^2} \right] * F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(kl/r)}{8C_c} - \frac{(kl/r)^3}{8C_c^3}} \text{ para } (kl/r) < C_c \dots \dots EQ C.2$$

$$F_a = \frac{12\pi^2 * E}{23 * (kl/r)^2} \text{ para } (kl/r) \geq C_c \text{ Eq C.3}$$

Donde:

F<sub>a</sub>= esfuerzo de compresión admisible

$$C_c = \left[ \frac{2\pi^2 * E}{F_y} \right]^{1/2} = \left[ \frac{2\pi^2 * 20389019}{25310.507} \right]^{1/2} = 126.1$$

E= modulo de elasticidad de Young

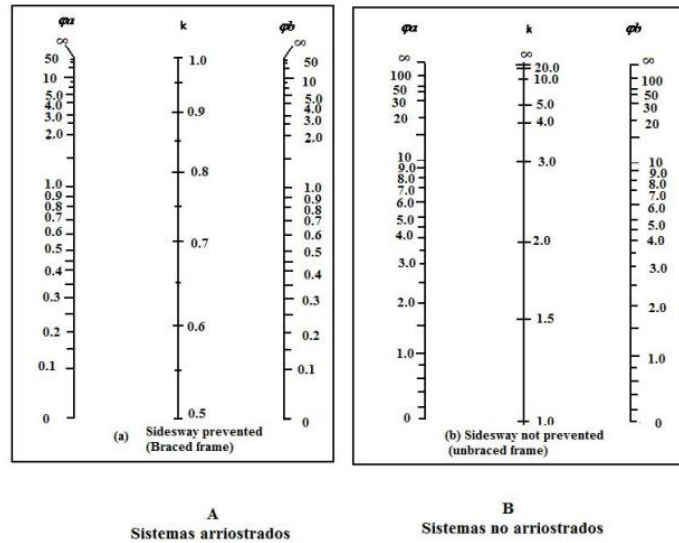
K= factor de longitud efectiva

L= longitud del elemento

R= radio de giro= (I/A)<sup>0.5</sup>

Para el cálculo del factor de la longitud efectiva k, se baso en el monograma de Jackson y Moreland. (Ver figura C.8)

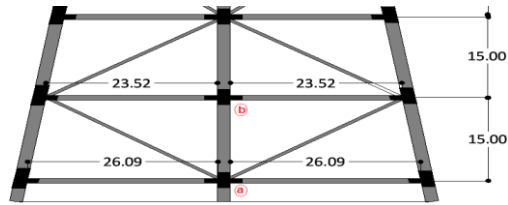
**Figura C.8 M.onograma de Jackson y Moreland**



Donde,

$$\phi_a = \frac{\sum \frac{I_{col}}{L_{col}}}{\sum \frac{I_{vig}}{L_{vig}}} \dots \text{Eq C.4} \quad ; \quad \phi_b = \frac{\sum \frac{I_{col}}{L_{col}}}{\sum \frac{I_{vig}}{L_{vig}}} \dots \text{Eq C.5}$$

**Figura C.9. Puntos a y b del modelo 3**



$$\varphi_a = \frac{\sum \frac{I_c}{L_{col}}}{\sum \frac{I_c}{L_{vig}}} = \frac{0.049/3.75 + 0.049/15}{2 * 0.00503/26.09} = 42.36$$

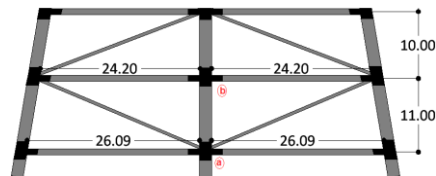
$$\varphi_b = \frac{\sum \frac{I_c}{L_{col}}}{\sum \frac{I_c}{L_{vig}}} = \frac{2 * 0.049/15}{2 * 0.00503/23.52} = 15.27$$

Entonces:

$$k \approx 4 \quad kl/r = 4 * 15 / 0.6017 = 99.71 < C_c$$

$$F_a = \frac{\left[ 1 - \frac{(99.71)^2}{2 * 126.1^2} \right] * F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(99.71)}{8 * 126.1} - \frac{(99.71)^3}{8 * 126.1^3}} = 9150.1 \text{ ton/m}^2$$

**Figura C.10. Puntos a y b del modelo 2**



$$\varphi_a = \frac{\sum \frac{I_c}{L_{col}}}{\sum \frac{I_c}{L_{vig}}} = \frac{0.049/3.7 + 0.049/11}{2 * 0.00365/26.09} = 63.25;$$

$$\varphi_b = \frac{\sum \frac{I_c}{L_{col}}}{\sum \frac{I_c}{L_{vig}}} = \frac{0.049/11.00 + 0.049/10}{2 * 0.00365/24.20} = 31.01$$

Entonces

$$k \approx 6.1 \quad kl/r = 7.1 * 11 / 0.6017 = 111.52 < Cc$$

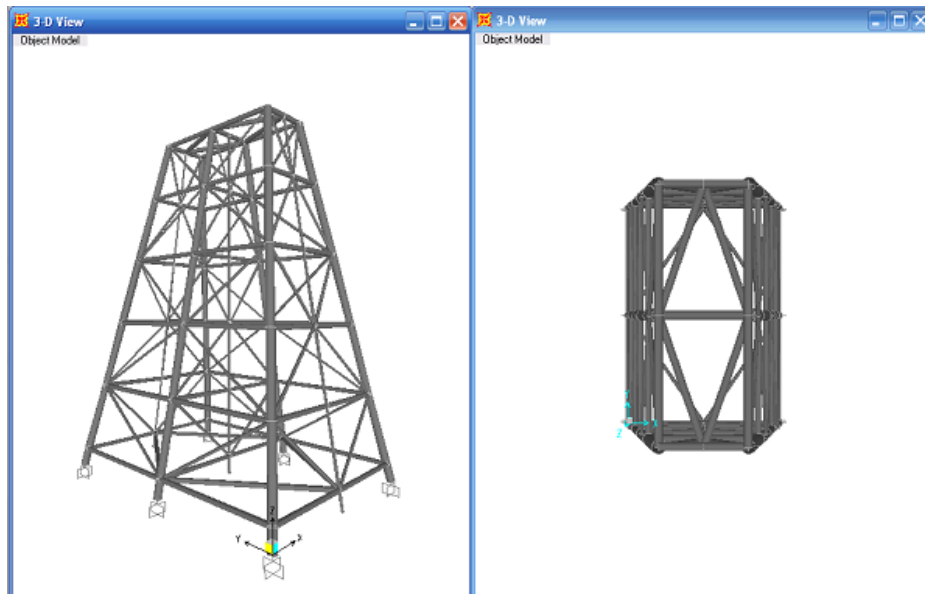
$$F_a = \frac{\left[ 1 - \frac{(93.23)^2}{2 * 126.1^2} \right] * F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(93.23)}{8 * 126.1} - \frac{(93.23)^3}{8 * 126.1^3}} = 8061.6 \text{ ton/m}^2$$

Por lo tanto

Fa del modelo 3 > Fa del modelo 2

El modelo 3 tiene mayor capacidad para resistir esfuerzos de compresión sin sufrir pandeo que el modelo 2, lo que indica que el modelo 3 (ver figura C.3) es el más adecuado para esta investigación, ya que obtuvo mejor comportamiento estructural ante cargas por corrientes marinas y gravitacionales. El modelo final realizado con la ayuda del programa en sap200 se puede apreciar en la figura C.11.

**Figura C11. Modelo 3 en Sap2000**



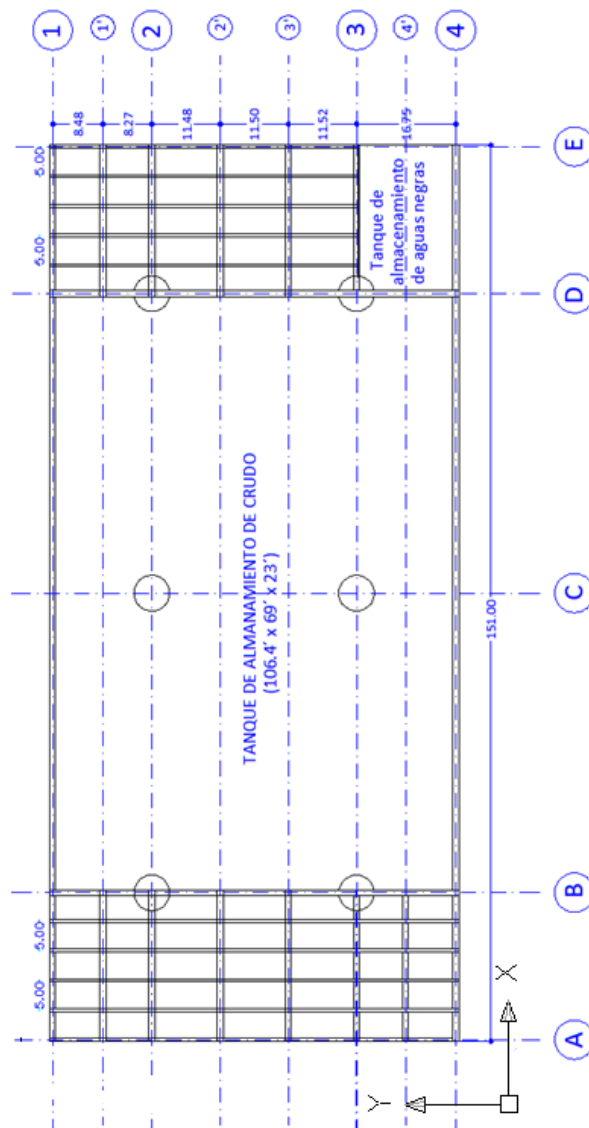
Fuente: diseño autor

## ANEXO D

### D.1 PRE DIMENSIONAMIENTO DE LAS VIGAS Y VIGUETAS DE LA CUBIERTA

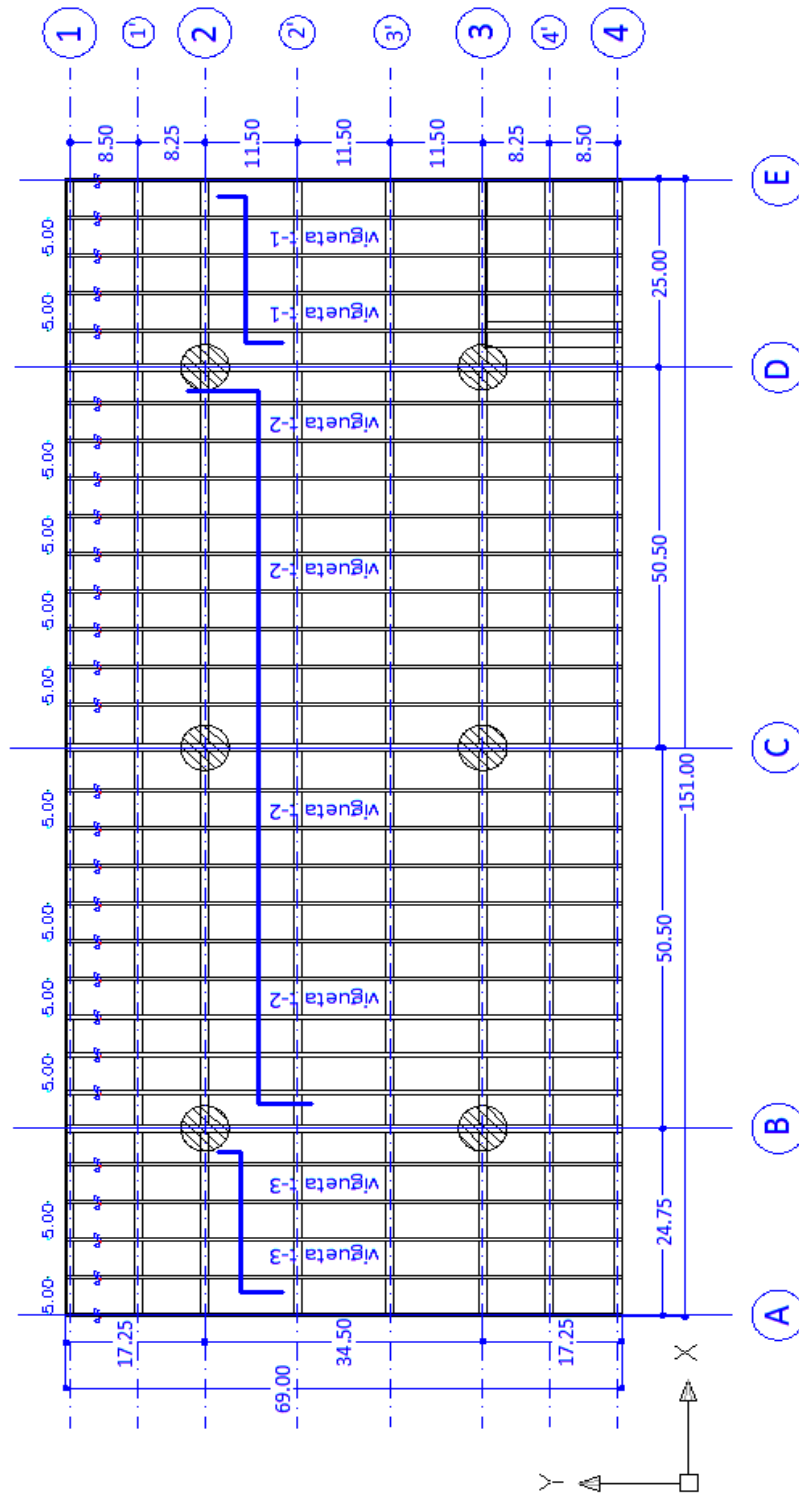
Las figuras muestran la distribución propuesta para las vigas y viguetas de los diferentes niveles de la cubierta de la plataforma, para luego pre dimensionar cada uno de sus elementos.

Figura D.1. Arreglo estructural del segundo nivel de la cubierta [ft]



Diseño: Autor

Figura D.2. Arreglo estructural del primer y tercer nivel de la cubierta [ft]



Diseño: Autor

## **Estimación del tamaño de vigas y viguetas de la cubierta**

El pre-dimensionamiento de las vigas y viguetas se hizo mediante el método de criterio de resistencia, que se basa en el empleo del concepto de esfuerzo; para el caso de la fuerza cortante se produce el esfuerzo cortante y para el caso del momento flector se produce el esfuerzo de flexión.

La pre-dimensión de las vigas y viguetas de la cubierta de la plataforma, se hace a partir de las vigas y viguetas del nivel que soporte mayores cargas, asumiendo que estas cargas son aplicadas en todos los niveles de la cubierta. Las mayores cargas sobre la cubierta son las que se encuentran en el nivel inferior. Estas cargas se transmiten a las viguetas t-1, t-2 y t-3 (ver figura D.1).

### **Pre-dimensionamiento vigueta t-1**

Inicialmente se asume una sección IPN X 380 y se consideran las cargas por peso propio.

Las cargas que se transmiten a la vigueta t-1 son:

$Q_1 = 1473.63 \text{ lb/ft}^2$  (carga del Tanque de almacenaje de aguas residuales, bombas, Equipo del tratamiento, etc.)

$Q_2 = 700.11 \text{ lb/ft}^2$  (tanques de almacenaje de gas natural)

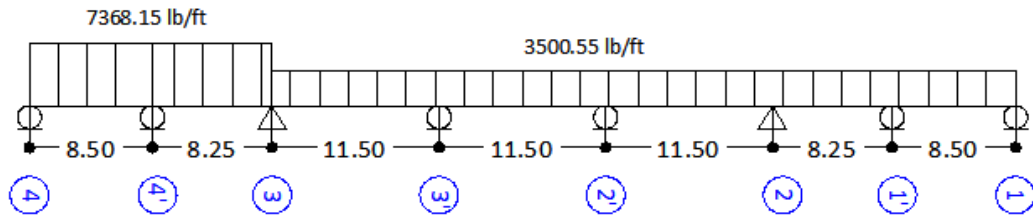
Entonces:

$W_1 = 1473.63 * 5\text{ft} = 7368.15 \text{ lb/ft}$  (5ft es el espaciamiento entre viguetas).

$W_2 = 700.11 * 5\text{ft} = 3500.55 \text{ lb/ft}$ .

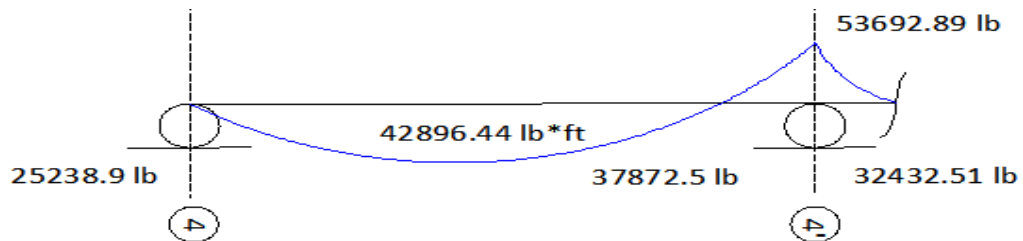
Por lo tanto, las cargas sobre la vigueta t-1 quedan como se muestra en la figura D.3:

**Figura D.3. Cargas sobre la vigueta t-1 [lb, ft]**

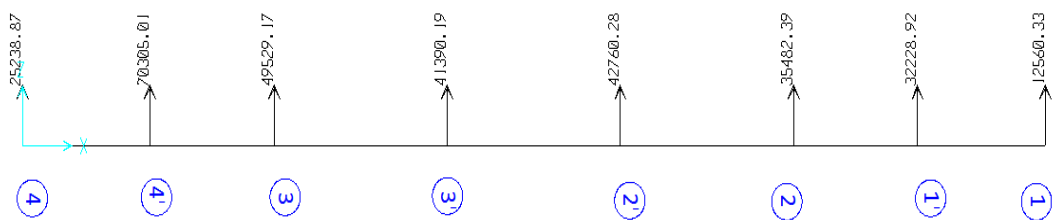


Los resultados obtenidos del cálculo de la vigueta, indican que los mayores esfuerzos se encuentran entre el punto 4-4' (ver figura D.4).

**Figura D.4. Momentos y cortantes máximos en la vigueta t-1**



**Figura D.5. Reacciones en los apoyos vigueta t-1 [lb]**



En este caso la vigueta se diseñara para:

$$M4' = 53692.89 \text{ lb*ft} = 644.31 \text{ kip*in.}$$

$$V4' = 37872.5 \text{ lb} = 37.87 \text{ kip.}$$

$$R4' = 70305.01 \text{ lb}$$

De acuerdo a los requerimientos dados por AISC ASD parte 5 (1989)<sup>1</sup>:

El esfuerzo de flexión permitido sobre las vigas es:

$$F_B = 0.72F_y = 25.92 \text{ Ksi}$$

Modulo que requiere la sección:

$$S_x = M_4' / F_B = 644.31 / 25.92 = 24.86 \text{ in}^3$$

Se seleccionó una sección **HEB X 180** con un  $S_x = 26 \text{ in}^3$

Chequeo del esfuerzo cortante;  $F_v < 0.55F_y$

$F_v \approx V_4' / td$ , donde t y d son el espesor y la altura de la vigueta de la cubierta (0.33 in y 7.09 in respectivamente)

$$F_v \approx 37.87 / 0.33 * 7.09 \approx 16.19 \text{ Ksi} < 19.8 \text{ Ksi} \text{ ok}$$

### Pre-dimensionamiento vigueta t-2

Inicialmente se asume una sección IPN X380

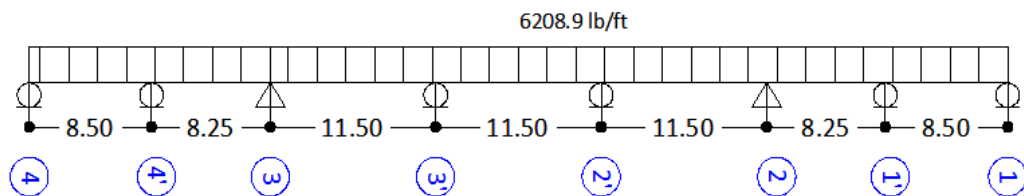
$$Q_1 = 1241.78 \text{ lb/ft}^2 \text{ (carga del Tanque de almacenaje del petróleo)}$$

Entonces:

$$W_1 = 1241.78 * 5 \text{ft} = 6208.9 \text{ lb/ft} \text{ (5ft es el espaciamiento entre viguetas).}$$

Por lo tanto, las cargas sobre la vigueta quedan de la siguiente manera:

**Figura D.6. cargas sobre la vigueta t-2 [lb, ft]**

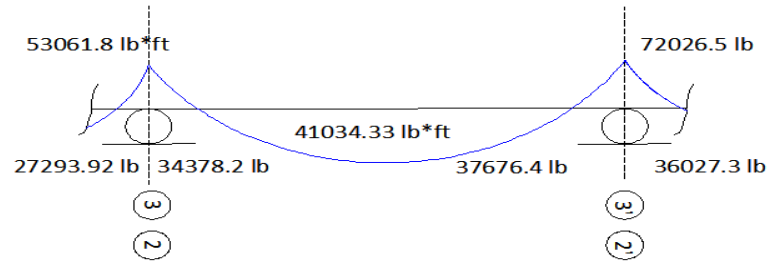


Diseño: Autor

<sup>1</sup>: CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 315-319.

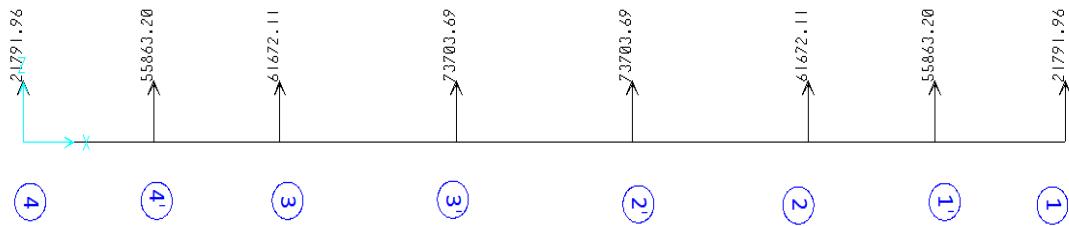
Los resultados obtenidos del cálculo de la vigueta indican que los mayores esfuerzos se encuentran entre el punto 3-3' y 2-2' (ver figura D.7).

**Figura D.7. Momentos y cortantes máximos en la vigueta t-2**



Diseño: Autor

**Figura D.8. Reacciones en los apoyos vigueta t-2**



Diseño: Autor

Para este caso la vigueta se diseñara para:

$$M_{3', 2} = 72026.5 \text{ lb*ft} = 864.31 \text{ kip*in.}$$

$$V_{3', 2} = 37676.4 \text{ lb} = 37.67 \text{ kip.}$$

$$R_{3', 2} = 73703.7 \text{ lb}$$

De acuerdo a los requerimientos dados por AISC ASD parte 5 (1989)<sup>2</sup>:

El esfuerzo de flexión permitido sobre las vigas es:

$$F_B = 0.72F_y = 25.92 \text{ Ksi}$$

<sup>2</sup>. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 315-319.

Modulo que requiere la sección

$$S_x = M / F_b = 864.31 / 25.92 = 33.34 \text{ in}^3$$

Se seleccionó una sección **HEBX 200** con  $S_x = 34.78 \text{ in}^3$

Chequeo del esfuerzo cortante;  $F_v < 0.55 F_y$

$F_v \approx V / (d \cdot t)$ , donde t y d es el espesor y la altura de la viga de la cubierta (0.35 in y 7.87 in respectivamente)

$$F_v \approx 37.676 / (0.35 \cdot 7.87) \approx 13.68 \text{ Ksi} < 19.8 \text{ Ksi} \quad \text{ok}$$

### Pre-dimensionamiento vigueta t-3

Inicialmente se asume una sección IPNx380.

Q1 = 700.11 lb/ft<sup>2</sup> (carga del tanque de almacenaje de gas natural).

Q2 = 650 lb/ft<sup>2</sup> (carga del tanque de almacenamiento y 2 bombas de aceite de lubricante).

Q3 = 756.03 lb/ft<sup>2</sup> (Sistema de agua dulce, 2 bombas, tanque más los accesorios)

Entonces:

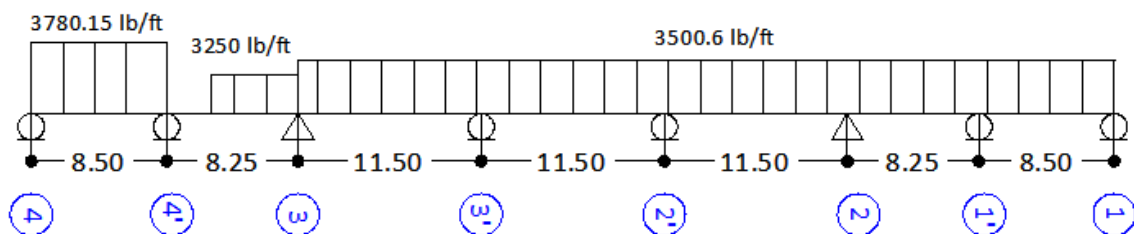
$$W1 = 700.11 \cdot 5 \text{ft} = 3500.6 \text{ lb/ft}$$

$$W2 = 650 \cdot 5 \text{ft} = 3250 \text{ lb/ft}$$

$$W3 = 756.03 \cdot 5 \text{ft} = 3780.15 \text{ lb/ft}$$

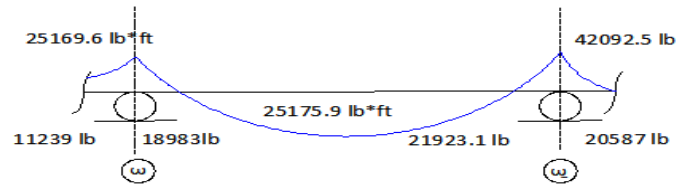
Por lo tanto, las cargas sobre la vigueta t-3 quedan de la siguiente manera:

**Figura D.9. Cargas sobre la vigueta t-3**

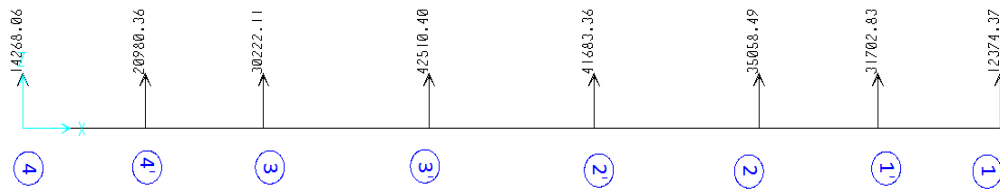


Los resultados obtenidos del calculo de la vigueta indican que los mayores esfuerzos se encuentran entre el punto 3-3' (ver figura D.10).

**Figura D.10. Momentos y cortantes máximos en la vigueta t-3**



**Figura D.11. Reacciones en los apoyos vigueta t-3**



Para este caso la vigueta se diseñara para:

$$M3' = 42092.5 \text{ lb*ft} = 505.11 \text{ kip*in.}$$

$$V3' = 21923.1 \text{ lb} = 21.92 \text{ kip.} \quad R3' = 42510.1 \text{ lb}$$

De acuerdo a los requerimientos dados por AISC ASD parte 5 (1989)<sup>3</sup>:

El esfuerzo de flexión permitido sobre las vigas es:  $F_B = 0.72F_y = 25.92 \text{ Ksi}$

Modulo que requiere la sección

$$S_x = M3' / F_B = 505.11 / 25.92 = 19.49 \text{ in}^3.$$

Se selecciono una sección **IPEX 240** con  $S_x = 19.77 \text{ in}^3$

Chequeo del esfuerzo cortante;  $f_v < 0.55F_y$

$f_v \approx V3' / (t \cdot d)$ , donde t y d es el espesor y la altura de la viga de la cubierta (0.24 in y 9.45 in respectivamente)

$$f_v \approx 21.92 / (0.24 \cdot 9.45) \approx 9.66 \text{ Ksi} < 19.8 \text{ Ksi} \quad \text{ok}$$

<sup>3</sup>. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 315-319.

## Pre-dimensionamiento de la viga eje 2

Como se aprecia en la figura D.1 las vigas que transmiten las cargas a las piernas en el nivel inferior son la viga del eje 2 y la viga del eje 3. Es por ello, que se asume pre-dimensionar todas las vigas de la cubierta a partir de estas dos vigas. Para la viga 2, se asume inicialmente una sección w36x210. Las viguetas t-1, t-2 y t-3 transmiten las siguientes cargas a la viga del eje 2:

La vigueta t-1 genera una carga de 35482.39 lb (ver figura D.5) cada 5 ft en la viga del eje 2, por lo tanto la carga entre el eje D y el eje E es:

$$35482.39/5=7096.478 \text{ lb/ft}$$

La vigueta t-2 genera una carga de 61672.11 lb (ver figura D.8) cada 5 ft en la viga del eje 2, por lo tanto la carga entre el eje B, eje C y eje D es:

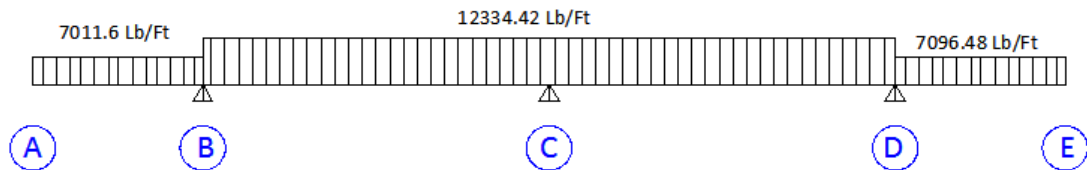
$$61672.11/5=12334.42 \text{ lb/ft}$$

La vigueta t-3 genera una carga de 35058.49 lb (ver figura D.11) cada 5 ft en la viga del eje 2, por lo tanto la carga entre el eje A y el eje B es:

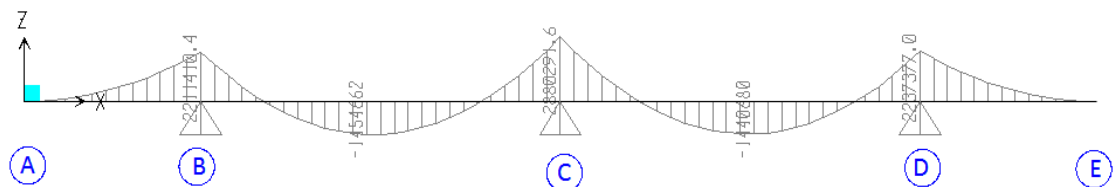
$$35058.49/5=7011.7 \text{ lb/ft.}$$

Entonces, las cargas sobre la viga del eje 2 quedan de la siguiente manera:

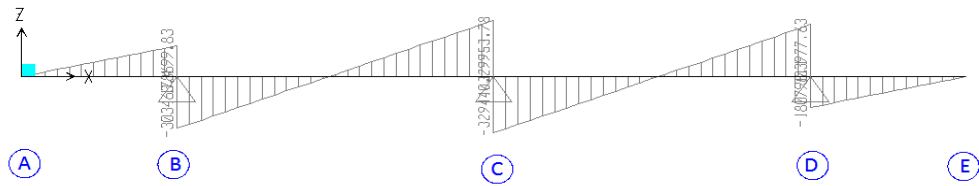
**Figura D.12. Cargas sobre la viga del eje 2**



**Figura D.13. Diagrama de momentos de la viga del eje 2**



**Figura D.14. Diagrama de cortante de la viga del eje 2**



En este caso la viga del eje 2 se diseñara para:

$$M_c = 2880291.59 \text{ lb}\cdot\text{ft} = 34563.5 \text{ kip}\cdot\text{in}$$

$$V_c = 329439.6 \text{ lb} = 329.95 \text{ kip}$$

De acuerdo a los requerimientos dados por AISC ASD parte 5 (1989)<sup>4</sup>:

El esfuerzo de flexión permitido sobre las vigas es:  $F_B = 0.72F_y = 25.92 \text{ Ksi}$

Modulo que requiere la sección

$$S_x = M_c / F_B = 34563.5 / 25.92 = 1333.5 \text{ in}^3$$

Se selecciono una sección **W36x393** con  $S_x = 1449 \text{ in}^3$

Chequeo del esfuerzo cortante;  $F_v < 0.4F_y$

$F_v \approx V_c / td$ , donde t y d es el espesor y la altura de la viga de la cubierta (1.22 in y 36.79 in respectivamente)

$$F_v \approx 329.95 / 0.94 * 36.73 \approx 7.35 \text{ Ksi} < 16.8 \text{ Ksi} \quad \text{ok}$$

### **Pre-dimensionamiento de viga eje 3**

Inicialmente se asume una sección w36x210. Las viguetas t-1, t-2 y t-3 transmiten las siguientes cargas a la viga del eje 3:

La vigueta t-1 genera una carga de 49529.17 lb cada 5 ft (ver figura D.5) en la viga del eje 3, por lo tanto la carga entre el eje D y el eje E es:

$$49529.17 / 5 = 9905.8 \text{ lb/ft}$$

<sup>4</sup>CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 319-329

La vigueta t-2 genera una carga de 61672.11 lb cada 5 ft (ver figura D.8) en la viga del eje 3 por lo tanto la carga entre el eje B, el eje C y el eje D es:

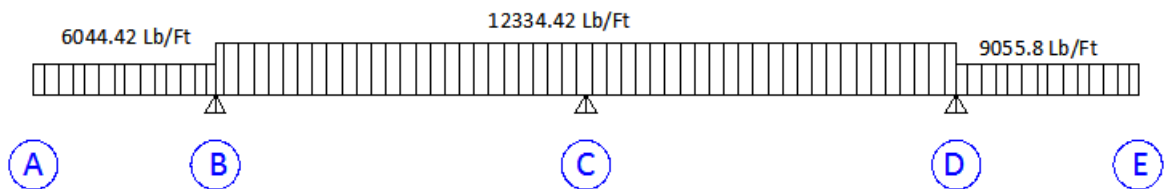
$$61672.11/5=12334.42 \text{ lb/ft}$$

La vigueta t-3 genera una carga de 30222.1 lb (ver figura D.11) cada 5 ft en la viga del eje 3, por lo tanto la carga entre el eje A y B es:

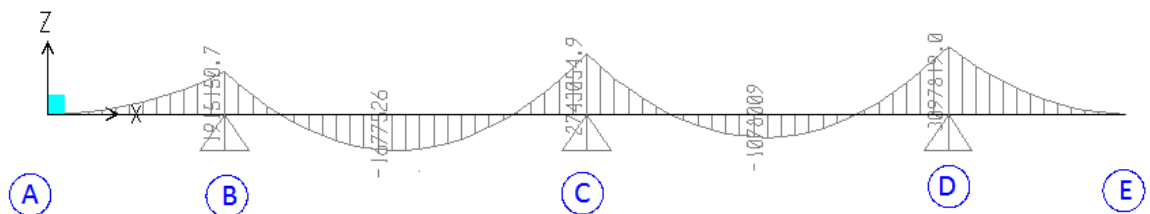
$$30222.1/5=6044.42 \text{ lb/ft}$$

Por lo tanto, las cargas sobre la viga del eje 3 quedan de la siguiente manera:

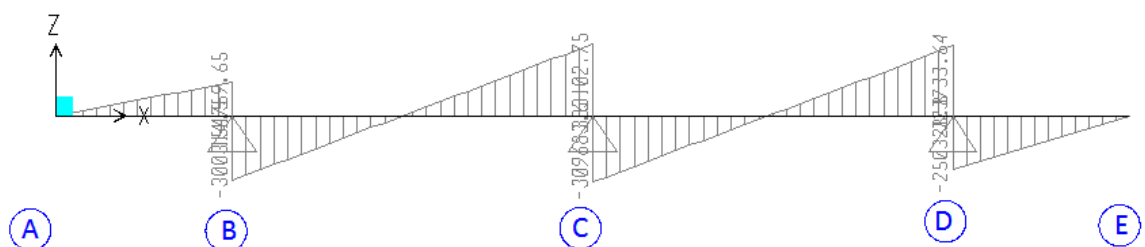
**Figura D.15. Cargas sobre la viga del eje 3**



**Figura D.16. Diagrama de momentos de la viga del eje 3**



**Figura D.17. Diagrama de cortante de la viga del eje 3**



En este caso la viga del eje 3 se diseñara para:

$$Mc=3097819 \text{ lb}\cdot\text{ft}= 37173.8 \text{ kip}\cdot\text{in}$$

$$VC=323733.6 \text{ lb}= 323.6 \text{ kip}$$

De acuerdo a los requerimientos dados por AISC ASD parte 5 (1989)<sup>5</sup>:

El esfuerzo de flexión permitido sobre las vigas es:

$$FB= 0.72F_y= 25.92 \text{ Ksi}$$

Modulo que requiere la sección

$$S_x=Mc/FB= 37173.8 /25.92= 1434.17 \text{ in}^3.$$

Se selecciono una sección **W36x393** con un  $S_x= 1449 \text{ in}^3$

Chequeo del esfuerzo cortante;  $F_v < 0.4F_y$

$F_v \approx V_c / td$ , donde t y d es el espesor y la altura de la viga de la cubierta (1.22 in y 36.79 in respectivamente)

$$F_v \approx 323.6 / 1.22 * 36.79 \approx 7.02 \text{ Ksi} < 16.8 \text{ Ksi} \quad \text{ok}$$

En resumen las secciones que se utilizaran sobre la cubierta para el modelamiento son:

Vigas de la cubierta sección **W36x393**.

Vigueta t-1 sección **HEBX 180**

Vigueta t-2 sección **HEBX 200**

Vigueta t-3 sección **IPEX 240**

---

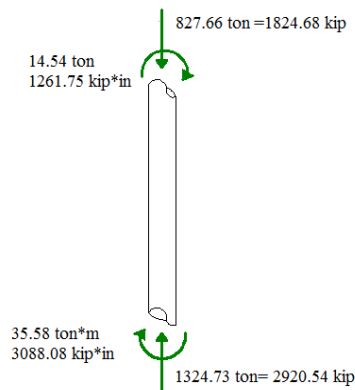
<sup>5</sup> CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 319-329

## D.2 CHEQUEO DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS DE LA CUBIERTA

### D.2.1. Chequeo de la Pierna Crítica

La pierna crítica de la cubierta es la 2B ubicada entre el eje 2 y el eje B, con una carga de 1324.735 ton=2920540.6 lb= 2920.5406 Kip. (Ver figura C.18).

**Figura D.18. Cargas sobre la pierna critica 2B**



Características de la pierna: La pierna de la cubierta tiene una diámetro 72 in, espesor de la pared 1 in, área 210.462 in<sup>2</sup>, Sx 3473.76 in<sup>3</sup>, r=23.69 in. Acero ASTM 500 grado B, Fy= 42 Ksi

De acuerdo a las siguientes ecuaciones tenemos <sup>6</sup>:

$$F_a = \frac{\left[ 1 - \frac{(kl/r)^2}{2C_c^2} \right] * F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3(kl/r)}{8C_c} - \frac{(kl/r)^3}{8C_c^3}} \text{ para } (kl/r) \leq C_c$$

$$F_a = \frac{12\pi^2 * E}{23 * (kl/r)^2} \text{ para } (kl/r) > C_c$$

<sup>6</sup>. SOUZA, Marcos. Plataformas costa afuera: Aspectos más relevantes para la planeación y diseño. 1988

Donde,

Fa= esfuerzo de compresión admisible

$$C_c = \left[ \frac{2\pi^2 * E}{F_y} \right]^{1/2} = \left[ \frac{2\pi^2 * 29000}{50} \right]^{1/2} = 116.74$$

Si asumimos un K=1.5 tenemos que:

$$Kl/r = 19.1 < C_c$$

$$F_a = 41.67 \text{ ksi}$$

$$F_b = 0.6 * 42 = 25.2 \text{ Ksi.}$$

Chequeo de miembros sometidos a carga axial, tensión y flexión<sup>40</sup>.

$$f_a = \frac{P}{A} = \frac{2920.54}{210.462} = 13.87 \text{ Ksi}$$

$$f_b = \frac{M}{S} = \frac{3088.08}{3473.76} = 0.89 \text{ Ksi}$$

$$\frac{f_a}{F_a} = \frac{13.87}{41.67} = 0.33 < 1 \quad \text{ok} \dots \dots \dots (\text{AISC Eq. 1.6-1a})$$

$$\frac{f_a}{0.6F_y} + \frac{f_b}{F_b} < 1.00 \dots \dots (\text{AISC ASD Eq. 1.6-2})$$

$$\frac{13.87}{0.6 * 42} + \frac{0.89}{25.2} = 0.586 < 1.00 \quad \text{ok}$$

Chequeo de Columna sujeta a balanceo lateral

$$\frac{f_a}{0.6F_a} + \left[ \frac{C_m * f_b}{F_b (1 - F_a / F_e)} \right] < 1.00 \dots \dots \text{AISC ASD Eq. 1.6-1a}$$

Donde,

$$C_m = 0.85$$

$$F_e = \frac{12\pi^2 * E}{23 * (kl/r)^2}$$

---

1. CHAKRABARTI, Subrata K. Handbook of offshore engineering: Offshore Structure Analysis, Inc. Plainfield, Illinois, Usa. Volume I, 2005. Capitulo 6, p. 312-315

$$Fé = \frac{12\pi^2 * 29000}{23 * (19.1)^2} = 409.34 \text{ ksi}$$

$$\frac{13.87}{0.6 * 41.67} + \frac{0.85 * 0.89}{[25.2(1 - 41.67/409.91)]} = 0.58 < 1.00 \text{ ok}$$

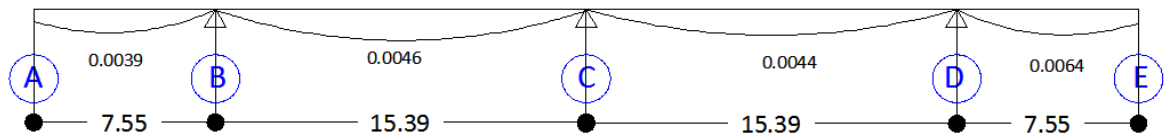
### D.2.2 Chequeo de deflexiones en la viga crítica.

La plataforma por ser una estructura especial, se asume que la deflexión de las vigas deben ser menores o iguales a:

$$L_{viga} * \frac{1}{1000}$$

Las deflexiones de la viga crítica son las siguientes:

**Figura D.19. Desplazamientos máximos en el pórtico corte eje 3-3 [m]**



Por lo tanto:

$$Y_{admissible} = L_{viga} * \frac{1}{1000} = \frac{15.39}{1000} = 0.0154 > 0.0046m \text{ ok}$$

$$Y_{admissible} = L_{viga} * \frac{1}{1000} = \frac{7.55}{1000} = 0.00755 > 0.0064m \text{ ok}$$

De acuerdo a lo anterior, encontramos que las vigas cumplen los requisitos de deflexiones.

**ANEXO E**  
**INFORMACIÓN METEOROLÓGICA Y OCEANOGRÁFICA DE LA ZONA DE UBICACIÓN DE LA**  
**PLATAFORMA**

**CHEVRONTEXACO**

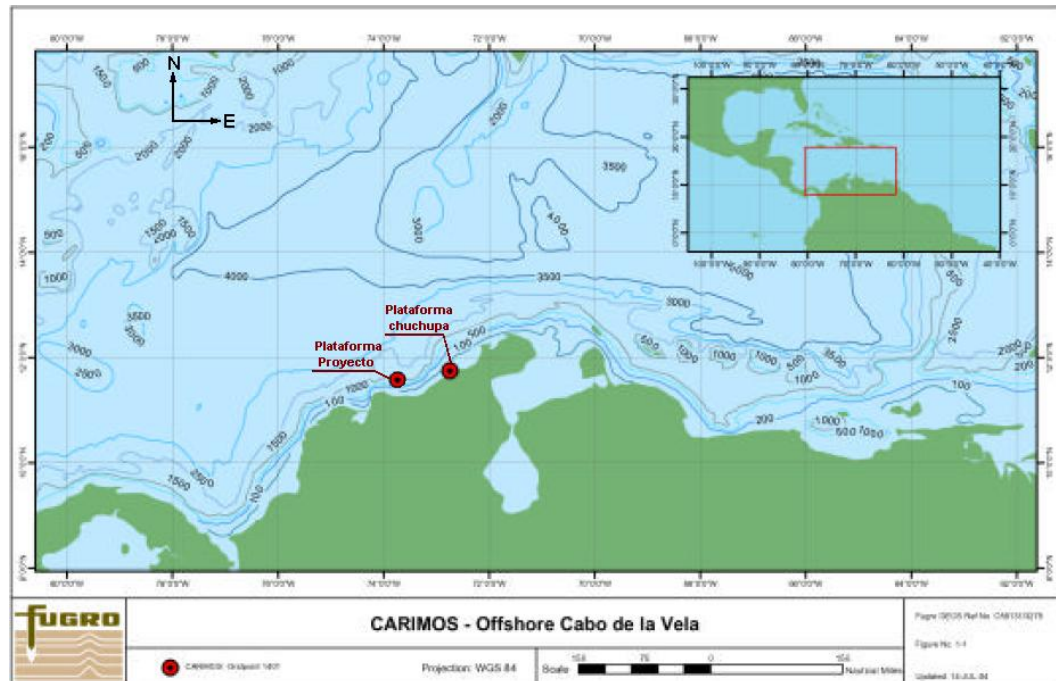
**CARIMOS – Offshore Cabo de la Vela**

**July 2004**

Este informe presenta estadísticas meteorológicas y oceanográficas para una ubicación de la costa en el Cabo de la Vela, Colombia. Contiene tablas de ocurrencia en porcentaje de velocidad del viento por mes para todo el año. Estadísticas mensual y anual de oleaje direccional, descripción de las corrientes que se producen en la región y los detalles del régimen de mareas.

En la figura E.1 se muestra la ubicación de la plataforma de proyecto con respecto a la plataforma existente del campo de chuchupa.

**Figura E.1. Ubicación de la plataforma de proyecto**



Fuente: CARIMOS-Offshore Cabo de la vela, CHEVRONTEXACO, JULY 2004

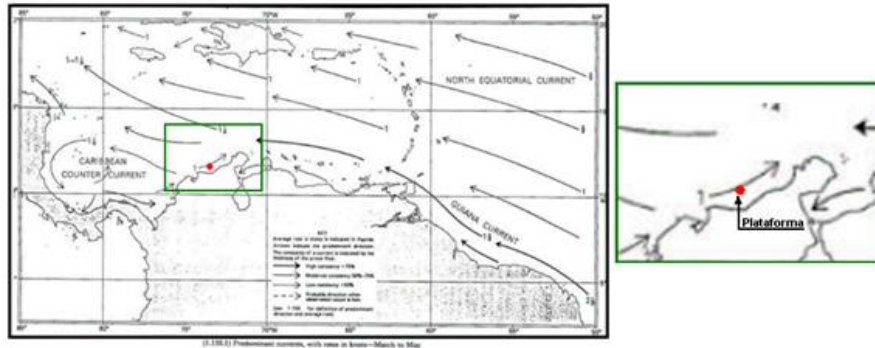
**Tabla E.1. Descripción de los parámetros**

PARAMETER	UNITS	DESCRIPTION	COMMENTS
Hs	m	Wave Height	Significant wave height
Tp	s	Peak spectral period	Peak spectral period of total spectrum
VMD	degrees	Vector Mean Wave Direction	Direction ( <u>to</u> ) associated with mean wave direction
Hmax	m	Wave Height	Maximum Wave Height
Hcrest	m	Crest Height	Elevation of the uppermost point of a wave profile above Still Water Level
Hsurge	m	Surge Height	Tidal elevation associated with meteorological forcing
WS - 1-hr	ms <sup>-1</sup>	Wind Speed	Scalar speed 1 hour mean at 10m
WS - 1-min	ms <sup>-1</sup>	Wind Speed	Scalar speed 1 minute mean using tropical gust factor of 1.24
WS - 3-sec gust	ms <sup>-1</sup>	Gust Wind Speed	Scalar speed associated with 3 sec gust using tropical gust factor of 1.53
WD	degrees true	Wind Direction	Direction ( <u>from</u> ) associated with vector averaged velocity
T(air)	degrees F	Temperature	Dry-bulb air temperature
RH	%	Mean Relative Humidity	Measure of moisture content in the air
T(water)	degrees C	Temperature	Seawater Temperature
S	PSU	Salinity	Salinity

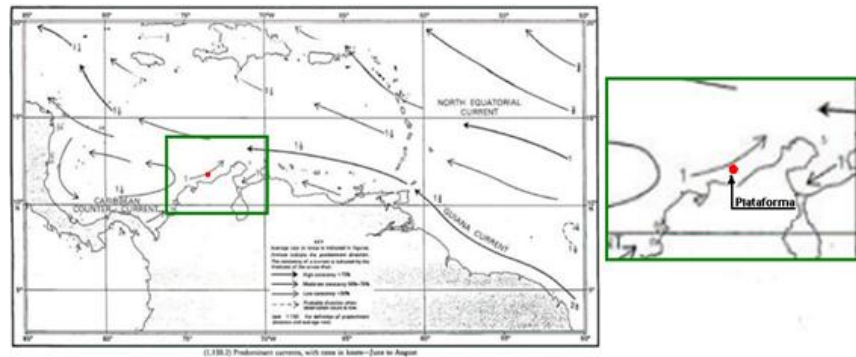
## CORRIENTES MARINAS

Las corrientes a lo largo de todo el año permanecen casi constantes con un valor promedio de 1 nudo. En las figuras E.2, E.3, E.4 y E.5 se muestran las direcciones de las corrientes en intervalos de 3 meses.

**Figura E.2. Corrientes marinas del Caribe (Marzo - mayo)**



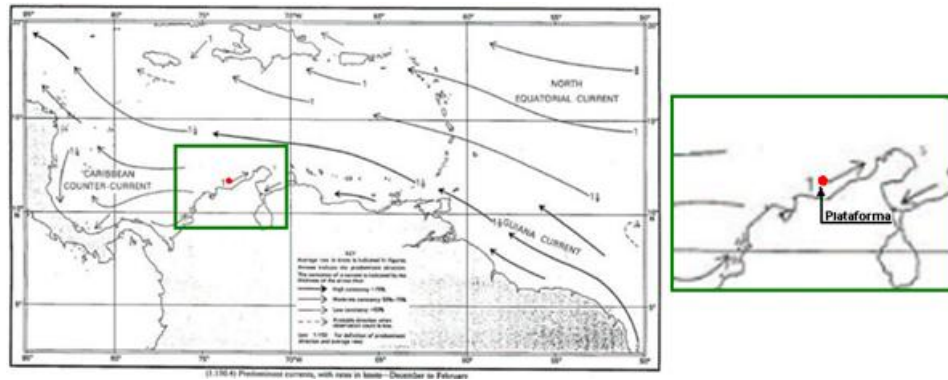
**Figura E.3. Corrientes marinas del Caribe (Junio - agosto)**



**Figura E.4. Corrientes marinas del Caribe (Septiembre - Noviembre)**



**Figura E.5. Corrientes marinas del Caribe (Diciembre - Febrero)**



## VIENTO

Los resultados de los vientos extremos son el resultado del análisis de 15 años de información del sitio en específico. Todos los datos están calculados a una altura media de 10 m sobre el nivel del mar (ver tablas E3 – E15).

La lista de referencias a continuación (ver tabla E.2) indica el número de datos que se utilizaron para calcular los periodos de retorno del viento.

**Tabla E.2. Número de datos**

MONTH	# OF DATA POINTS
JANUARY	3720
FEBRUARY	3384
MARCH	3720
APRIL	3600
MAY	3720
JUNE	3600
JULY	3720
AUGUST	3720
SEPTEMBER	3600
OCTOBER	3720
NOVEMBER	3600
DECEMBER	3720

**Tabla E.3 Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Enero**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5																	0.0
1.5	0.0	0.0														0.1	0.1
2.5	0.1	0.1	0.1	0.1											0.0	0.1	0.4
3.5	0.1	0.3	0.1	0.1											0.1	0.0	0.8
4.5	0.2	0.3	0.6	0.1	0.1										0.1		1.3
5.5	0.0	1.1	1.7	0.8	0.1											0.0	3.7
6.5	0.1	2.2	6.7	1.2	0.1												10.3
7.5	0.1	3.2	13.8	3.8	0.0												20.9
8.5		3.4	21.4	4.8	0.0												29.6
9.5		2.7	16.9	3.8													23.4
10.5		1.0	6.5	1.1													8.6
11.5		0.3	0.5	0.0													0.9
12.5		0.1															0.1
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.6	14.7	68.4	15.7	0.2										0.2	0.2	100.0

**Tabla E.4. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Febrero**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5					0.1												0.1
1.5			0.0	0.0	0.1												0.2
2.5			0.0	0.1	0.0												0.1
3.5	0.0	0.4	0.2	0.1	0.1												0.7
4.5	0.1	1.2	0.7	0.1	0.0												2.0
5.5	0.3	2.2	3.0	0.7	0.1	0.0										0.0	6.4
6.5	0.3	2.2	6.6	1.5	0.0												10.7
7.5	0.2	3.5	12.3	2.6	0.0												18.7
8.5	0.1	4.5	15.2	3.1													23.0
9.5	0.0	3.1	15.7	3.1													21.9
10.5		1.2	9.3	1.8													12.4
11.5		0.5	2.9	0.3													3.7
12.5		0.1	0.1														0.2
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	1.2	18.8	66.2	13.2	0.6	0.0										0.0	100.0

**Tabla E.5. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Marzo**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5	0.0		0.1	0.0			0.1	0.0	0.0								0.2
1.5	0.1	0.0	0.2	0.2	0.1	0.1		0.1	0.1					0.0			0.9
2.5	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1								0.1	1.2
3.5	0.2	0.3	0.3	0.2	0.1	0.0										0.0	1.3
4.5	0.4	0.7	0.9	0.5	0.2	0.1										0.1	2.8
5.5	0.5	1.1	2.8	1.0												0.0	5.4
6.5	0.2	2.6	6.9	2.0												0.1	11.7
7.5	0.2	4.7	13.5	1.8													20.2
8.5	0.1	4.9	16.1	3.3													24.4
9.5		4.0	14.3	1.9													20.2
10.5		2.2	6.7	0.5													9.3
11.5		0.3	1.4	0.2													1.9
12.5		0.1	0.2	0.0													0.3
13.5			0.0														0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	1.9	21.1	63.5	11.9	0.5	0.2	0.2	0.2	0.1					0.0		0.4	100.0

**Tabla E.6. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Abril**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5				0.0													0.0
1.5	0.0	0.2	0.3	0.2	0.0												0.7
2.5	0.2	0.4	0.6	0.3	0.1	0.0										0.0	1.7
3.5	0.1	0.7	1.6	1.3	0.1	0.0											3.8
4.5	0.0	1.2	2.4	2.8	0.6	0.2											7.1
5.5	0.0	1.1	6.1	4.0	0.6	0.0											11.8
6.5		1.5	12.8	4.1	0.5												18.9
7.5		2.8	15.9	4.4	0.3												23.3
8.5	0.0	2.7	14.2	4.0													21.0
9.5		1.3	6.9	1.1													9.3
10.5		0.5	1.3	0.1													1.9
11.5		0.2	0.4	0.0													0.6
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.4	12.4	62.4	22.4	2.1	0.3										0.0	100.0

**Tabla E.7. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Mayo**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5	0.0	0.0			0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0		0.1					0.3
1.5	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.6	0.4	0.1		0.0	0.0	0.0					2.9
2.5	0.0	0.3	0.9	1.7	1.2	0.5	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1						5.2
3.5		0.4	1.2	2.4	1.6	0.3	0.3		0.1	0.0							6.4
4.5	0.0	0.1	1.6	4.6	1.5	0.1											7.8
5.5	0.0	0.2	5.1	7.8	1.8	0.1											15.0
6.5		0.3	8.8	13.0	1.9												24.1
7.5		0.1	10.1	13.2	1.0												24.5
8.5		0.2	3.8	6.5	0.2												10.7
9.5			0.6	2.1	0.0												2.7
10.5			0.1	0.3													0.3
11.5																	0.0
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.2	1.9	32.4	52.2	9.9	1.6	1.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1					100.0

**Tabla E.8. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Junio**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5						0.0	0.0										0.1
1.5				0.1	0.2	0.2	0.1										0.6
2.5			0.0	0.2	0.2	0.6	0.1										1.1
3.5			0.1	0.8	0.7	0.2	0.1										2.0
4.5			0.5	1.8	1.3	0.2											3.8
5.5			1.0	6.5	1.7	0.1											9.2
6.5		0.0	1.9	13.6	3.1												18.7
7.5			2.6	23.3	3.3												29.2
8.5			2.1	20.5	1.7												24.2
9.5			0.9	8.7	0.8												10.4
10.5			0.1	0.6	0.1												0.8
11.5																	0.0
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL		0.0	9.3	76.1	13.0	1.3	0.3										100.0

**Tabla E.9. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Julio**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5																	0.0
1.5	0.0		0.0	0.0					0.0								0.1
2.5	0.1	0.0	0.0	0.1			0.0	0.0						0.0	0.0		0.3
3.5	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2												0.7
4.5			0.5	2.0	0.6	0.1											3.1
5.5			1.2	5.1	1.2	0.2											7.6
6.5			3.7	14.4	1.3												19.4
7.5			4.7	27.4	1.2												33.3
8.5			3.3	23.9	0.7												27.9
9.5			0.9	6.3	0.1												7.4
10.5			0.0	0.3													0.3
11.5																	0.0
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.1	0.1	14.6	79.6	5.2	0.3	0.0	0.0	0.0					0.0	0.0		100.0

**Tabla E.10. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Agosto**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5				0.0													0.0
1.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0		0.1	0.0					0.0	0.0	0.7
2.5	0.0	0.2	0.5	0.8	0.7	0.3	0.1	0.1	0.2		0.0					0.0	3.0
3.5	0.1	0.3	1.0	2.1	1.4	0.5	0.1	0.1	0.1								5.6
4.5		0.2	1.5	5.3	3.0	0.3											10.3
5.5		0.1	2.6	9.3	1.5												13.5
6.5		0.1	4.4	18.0	2.6	0.0											25.1
7.5			3.3	19.6	2.0												25.0
8.5			1.3	11.3	0.3												12.9
9.5		0.0	0.5	2.9	0.1												3.5
10.5		0.0		0.1													0.2
11.5	0.0																0.0
12.5		0.0	0.0														0.1
13.5			0.0														0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.2	1.0	15.3	69.5	11.9	1.2	0.2	0.2	0.4	0.0	0.0				0.0	0.1	100.0

**Tabla E.11. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Septiembre**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5				0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0			0.0				0.3
1.5	0.1	0.2	0.2	0.5	0.9	0.4	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1		3.4
2.5	0.1	0.3	1.1	1.7	1.7	1.1	0.3	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.1		0.1	7.4
3.5	0.0	0.2	2.0	3.9	3.2	1.0	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1				10.7
4.5		0.1	2.1	7.5	3.4	0.4	0.0					0.0	0.1				13.7
5.5		0.1	3.5	14.3	2.3	0.2		0.0				0.0	0.0				20.4
6.5			2.5	17.7	2.2	0.0		0.0	0.1								22.6
7.5			1.5	11.4	1.3					0.0	0.0	0.0					14.3
8.5			0.4	5.1	0.6					0.1	0.1						6.2
9.5				0.9	0.1												1.1
10.5																	0.0
11.5																	0.0
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.2	0.8	13.4	63.1	15.7	3.1	0.9	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.2	0.1	0.1	100.0

**Tabla E.12. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Octubre**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0			0.0	0.0	0.0			0.6
1.5	0.2	0.2	0.4	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.1		0.1	0.0	0.1	0.0		0.2	3.1
2.5	0.3	0.9	1.5	1.6	1.9	1.0	0.9	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1			0.1	9.7
3.5	0.1	0.9	2.6	4.5	3.8	0.7	0.3	0.3	0.2	0.3	0.2	0.1	0.0			0.0	14.0
4.5		0.6	3.6	7.2	3.1	0.3	0.1	0.1	0.0	0.2	0.4						15.7
5.5		0.6	5.2	13.6	2.3	0.1				0.1	0.1	0.0					22.0
6.5		0.1	3.1	15.0	1.0					0.0							19.2
7.5	0.0	0.0	2.3	8.1	0.7												11.1
8.5	0.0		0.8	2.3	0.2											0.0	3.3
9.5			0.2	0.8	0.0												1.1
10.5					0.1												0.1
11.5						0.0										0.0	0.1
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5						0.0										0.0	0.1
15.5																0.0	0.0
16.5																	0.0
17.5			0.0														0.0
TOTAL	0.7	3.3	19.8	53.7	13.6	2.8	1.7	1.2	0.7	0.7	0.9	0.2	0.2	0.1	0.0	0.4	100.0

**Tabla E.13. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Noviembre**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)																TOTAL
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	
0.5					0.1												0.1
1.5	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1			1.8
2.5		0.3	0.4	0.6	0.5	0.6	0.2	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.0	3.7
3.5	0.0	0.7	1.1	1.6	1.1	0.4	0.0	0.1	0.1		0.0	0.1	0.4	0.2	0.1		6.0
4.5	0.0	0.5	2.8	2.8	0.6	0.2		0.1	0.2	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2			7.9
5.5		0.9	6.4	5.0	0.6				0.0	0.1	0.2	0.2	0.0				13.4
6.5		0.8	12.6	9.1	0.2						0.1	0.0					22.9
7.5	0.0	0.2	15.4	10.9	0.3												26.8
8.5		0.0	8.0	5.9	0.3												14.2
9.5			1.8	1.3													3.2
10.5			0.2														0.2
11.5																	0.0
12.5																	0.0
13.5																	0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.1	3.5	48.7	37.3	3.9	1.4	0.4	0.6	0.7	0.4	0.5	0.8	0.9	0.6	0.1	0.0	100.0

**Tabla E.14. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Diciembre**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)																TOTAL
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	
0.5																	0.0
1.5	0.0	0.1	0.1							0.0	0.1					0.0	0.4
2.5	0.2	0.3	0.2	0.3	0.1	0.0		0.2	0.1	0.0						0.1	1.3
3.5	0.3	0.4	0.4	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0								0.0	1.8
4.5	0.0	0.3	1.1	0.4	0.1											0.1	2.0
5.5	0.1	0.8	3.3	1.3	0.3											0.0	5.8
6.5		1.2	10.5	2.6	0.2												14.5
7.5		1.9	18.5	4.5	0.0												24.9
8.5		2.1	20.5	5.5	0.0												28.1
9.5		0.5	10.7	3.6													14.8
10.5		0.1	3.3	1.0													4.5
11.5			1.5	0.0													1.5
12.5			0.2														0.2
13.5			0.0														0.0
14.5																	0.0
15.5																	0.0
16.5																	0.0
17.5																	0.0
TOTAL	0.5	7.6	70.4	19.9	0.9	0.1	0.0	0.2	0.1	0.1	0.1					0.2	100.0

**Tabla E.15. Frecuencia conjunta de ocurrencia de la dirección de los vientos vs velocidad- Anual**

WIND SPEED (M/S)	WIND DIRECTION (° TRUE, FROM)															TOTAL	
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5		360.0
0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
1.5	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
2.5	0.1	0.2	0.5	0.6	0.6	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.9
3.5	0.1	0.4	0.9	1.5	1.0	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5
4.5	0.1	0.4	1.5	2.9	1.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5
5.5	0.1	0.7	3.5	5.8	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.2
6.5	0.0	0.9	6.7	9.4	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.2
7.5	0.0	1.4	9.5	11.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.7
8.5	0.0	1.5	8.9	8.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.8
9.5	0.0	1.0	5.8	3.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.9
10.5	0.0	0.4	2.2	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2
11.5	0.0	0.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
13.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	0.5	7.0	40.2	43.0	6.5	1.0	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	100.0

**Tabla E.16. Velocidades extremas de viento para diferentes periodos de retorno (m/s)**

RETURN PERIOD (YEARS)	PARAMETERS		
	WS 1-HR	WS 1-MIN	WS 3-SEC GUST
5	12.61	15.64	19.29
25	14.74	18.28	22.55
50	18.21	22.58	27.86
100	21.28	26.39	32.56
200	24.21	30.02	37.04
1000	30.81	38.20	47.14

## **OLEAJE**

Los resultados del oleaje extremo es el resultado del análisis de 15 años de información del sitio en específico. Este informe presenta la frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs la altura significativa de la ola (ver tablas E18-E30) y la frecuencia de ocurrencia de dirección vs la altura significativa de la ola (ver tablas E31-42). Al final de las tablas están los resultados de la altura de la ola para diferentes periodos de retorno.

La lista de referencias a continuación indica el número de datos que se utilizaron para calcular los periodos de retorno de las olas.

**Tabla E.17. Número de datos**

<b>MONTH</b>	<b># OF DATA POINTS</b>
JANUARY	3720
FEBRUARY	3384
MARCH	3720
APRIL	3600
MAY	3720
JUNE	3600
JULY	3720
AUGUST	3720
SEPTEMBER	3600
OCTOBER	3720
NOVEMBER	3600
DECEMBER	3720

**Tabla E.18. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Enero**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL	
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5
0.125				0.0																	0.0
0.375				0.2		0.3	0.1	0.1	0.2				0.1	0.4							1.3
0.625				0.1	0.7	0.2	0.5	0.1	0.2	0.1		0.0	0.1	0.3							2.3
0.875					7.2	1.0	1.1	0.7	0.3	0.2	0.1	0.0	0.1	0.1							10.9
1.125					1.7	13.5	0.9	1.5	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1							18.3
1.375						21.0	7.6	1.6	2.0	0.0	0.1			0.1	0.2						32.7
1.625						0.6	23.4	0.7	0.5	0.1				0.1	0.1						25.4
1.875							5.0	2.4	0.0												7.4
2.125								1.0	0.2	0.1											1.3
2.375								0.1	0.2	0.0											0.3
2.625									0.1												0.1
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.3	9.6	36.6	38.6	8.3	4.0	0.6	0.2	0.1	0.4	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.19. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Febrero**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL	
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5
0.125						0.1									0.0						0.1
0.375				0.1	0.2	0.2	0.1	0.2					0.2	0.1	0.1						1.2
0.625				1.1	2.6	0.1	0.7	0.1						0.2							4.9
0.875					6.2	2.2	1.0	1.0			0.2	0.1	0.0	0.3	0.1						11.2
1.125					2.0	12.8	0.8	1.7		0.1	0.1		0.4		0.1						17.9
1.375						16.0	5.6	1.2	0.7	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1						24.0
1.625						0.2	21.2	1.5	0.4	0.1	0.0			0.1							23.5
1.875							5.1	7.1	0.2	0.3											12.7
2.125								3.7	0.2	0.0				0.0							4.0
2.375								0.3	0.2												0.5
2.625																					0.0
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	1.2	11.0	31.7	34.6	16.9	1.7	0.5	0.4	0.1	0.6	0.7	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.20. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Marzo**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125			0.1			0.5	0.2	0.5							0.1						1.3
0.375			0.1	0.6	0.3	1.2	0.3	0.3	0.1				0.0	0.0	0.1						2.8
0.625				1.2	1.6	0.8	0.7	0.4	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1							5.1
0.875					7.5	1.6	1.3	0.5	0.2	0.1	0.0	0.3	0.0		0.0						11.5
1.125					1.9	16.3	2.2	1.3	0.2	0.1	0.1				0.1						22.2
1.375						15.1	7.3	0.9	0.2	0.0				0.2							23.6
1.625						0.3	18.1	1.0	0.2						0.1						19.7
1.875							4.8	5.8	0.1						0.1						10.8
2.125								2.2	0.2												2.4
2.375								0.2	0.2												0.4
2.625									0.1												0.1
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.1	1.7	11.3	35.7	34.7	13.1	1.5	0.2	0.1	0.5	0.2	0.3	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.21. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Abril**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125			0.1		0.0	0.2	0.3	0.3							0.0						0.9
0.375			0.2	3.3	1.2	1.8	0.3	0.4	0.2	0.0		0.1	0.1	0.4	0.5						8.4
0.625				3.9	4.1	1.4	1.6	0.9	0.2	0.4	0.0		0.1	0.3	0.1						13.1
0.875				0.0	15.2	1.2	2.2	1.6	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.4	0.0						21.1
1.125					3.3	16.9	1.4	1.4	0.1		0.1				0.0						23.2
1.375						15.1	3.8	1.2	0.5												20.5
1.625							7.8	0.6	0.2	0.1											8.6
1.875							1.5	1.2	0.2	0.1											2.9
2.125								0.8	0.3												1.1
2.375								0.1													0.1
2.625																					0.0
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.3	7.3	23.8	36.5	18.8	8.4	1.7	0.6	0.1	0.2	0.3	1.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.22. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Mayo**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL		
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5	
0.125		0.1	1.6	0.0	0.2	1.0	1.7	0.8		0.2	0.2	0.1	0.5	0.6	0.4							7.3
0.375			0.8	3.1	1.0	2.1	3.0	0.4	0.2	0.2	0.0			0.1	0.3							11.3
0.625				6.5	5.8	1.9	3.6	0.5	0.1	0.1			0.1		0.2							18.8
0.875				0.0	24.0	0.2	2.9	1.3														28.5
1.125					6.2	16.0	0.3	1.2														23.8
1.375						7.6	0.6	0.4														8.6
1.625						0.4	1.2	0.2														1.7
1.875																						0.0
2.125																						0.0
2.375																						0.0
2.625																						0.0
2.875																						0.0
3.125																						0.0
TOTAL	0.0	0.1	2.3	9.6	37.2	29.2	13.3	4.8	0.3	0.5	0.2	0.1	0.5	0.7	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.23 Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Junio**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL		
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5	
0.125			0.1		0.1	0.2	1.3	0.0														1.7
0.375			0.1	1.8	0.1	0.7	1.3	0.2														4.2
0.625				4.7	2.8	0.6	1.9	0.6														10.6
0.875				0.0	23.5	0.1	0.9	0.8														25.4
1.125					9.3	25.4	0.0	0.2	0.3													35.2
1.375						20.3	0.4															20.7
1.625						0.9	1.3															2.2
1.875																						0.0
2.125																						0.0
2.375																						0.0
2.625																						0.0
2.875																						0.0
3.125																						0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.2	6.4	35.8	48.3	7.1	1.8	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.24. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Julio**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL		
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5	
0.125																						0.0
0.375				0.3		0.4	0.6	0.4														1.7
0.625				2.1	1.3	1.1	2.6	0.3	0.1													7.5
0.875				0.1	20.9	0.0	2.5	3.1	0.1	0.0												26.7
1.125					8.9	30.1	0.0	1.1	0.1	0.2												40.4
1.375						21.7	0.3	0.1														22.1
1.625						0.8	0.9															1.7
1.875																						0.0
2.125																						0.0
2.375																						0.0
2.625																						0.0
2.875																						0.0
3.125																						0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	2.5	31.1	54.0	6.9	5.0	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.25. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Agosto**

Hs (m)	Tp (s)																			TOTAL		
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5		19.5	
0.125		0.0	0.1				0.3	0.1						0.1								0.7
0.375			0.3	2.6	0.0	2.0	4.6	1.4	0.1	0.1			0.2	0.2	0.1							11.7
0.625				5.5	3.5	1.4	5.9	2.3	0.1	0.1	0.0	0.1	0.2	0.2								19.3
0.875				0.0	27.7	0.2	2.0	3.0	0.4	0.0												33.4
1.125					6.5	16.8	0.1	1.0	0.1													24.5
1.375						9.3	0.1	0.1	0.2													9.7
1.625						0.1	0.5	0.0														0.6
1.875								0.0														0.0
2.125								0.1														0.1
2.375								0.1														0.1
2.625																						0.0
2.875																						0.0
3.125																						0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.4	8.2	37.8	29.9	13.5	8.0	1.0	0.2	0.0	0.1	0.3	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.26. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Septiembre**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125			1.1		0.6	0.4	1.0	0.5	0.3	0.3	0.3		0.3	0.1							4.8
0.375			0.5	3.9	0.9	5.2	4.8	2.4	0.1	0.3		0.0	0.8	1.3	0.3		0.0	0.1			20.7
0.625				9.8	6.6	2.4	6.5	2.3	0.1	0.3	0.2	0.1	0.6	1.7	0.1	0.1			0.0	0.0	30.8
0.875				0.1	23.5	0.1	1.8	1.7	0.1				0.1	0.2	0.1						27.8
1.125					4.9	7.3		0.2	0.1	0.0			0.1								12.4
1.375						3.2			0.1	0.1	0.0		0.1								3.5
1.625						0.1				0.0			0.0								0.1
1.875																					0.0
2.125																					0.0
2.375																					0.0
2.625																					0.0
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	1.6	13.8	36.4	18.7	14.1	7.1	0.6	1.0	0.5	0.1	1.9	3.3	0.5	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.27. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Octubre**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125			1.0		0.5	1.2	0.8	0.5	0.6	0.1	0.0		0.4	0.4							5.4
0.375			0.8	7.5	1.2	3.7	4.2	2.5	2.5	0.7	0.5	0.1	1.0	2.4		0.1					27.0
0.625				14.2	6.7	1.9	3.1	2.5	0.3	0.6	0.2	0.1	0.7	1.7							32.0
0.875					19.5	0.2	0.9	1.4	0.2					0.6	0.2						23.1
1.125					3.2	5.2	0.2	0.7	0.3						0.2						9.8
1.375						2.1	0.0														2.2
1.625						0.2	0.1														0.3
1.875									0.0												0.0
2.125								0.0													0.0
2.375								0.0													0.0
2.625																					0.0
2.875									0.0												0.0
3.125									0.0												0.0
TOTAL	0.0	0.0	1.7	21.6	31.2	14.5	9.2	7.6	4.0	1.5	0.8	0.2	2.1	5.1	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.28. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Noviembre**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125						0.4	0.7	0.2	0.1					0.1							1.4
0.375			0.1	1.3	0.4	0.9	0.8	2.8	1.8	0.4			0.2	0.6	0.3						9.6
0.625				4.4	2.4	2.4	1.7	1.2	0.7	0.5	0.1	0.1	0.3	1.1	0.1						15.0
0.875				0.1	16.5	0.8	3.4	1.8	0.4	0.0			0.5	1.1	0.1						24.8
1.125					5.9	12.4	1.6	7.0	0.9				0.1	1.0	0.6						29.3
1.375						11.6	1.1	2.3	1.4	0.3	0.0		0.1	0.2							17.0
1.625						0.2	1.6	0.1	0.4	0.3	0.0		0.0	0.1							2.8
1.875							0.1	0.1													0.2
2.125																					0.0
2.375																					0.0
2.625																					0.0
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.1	5.8	25.1	28.7	10.9	15.6	5.6	1.5	0.1	0.1	1.2	4.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.29. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Diciembre**

Hs (m)	Tp (s)																				TOTAL
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	
0.125																					0.0
0.375			0.2	0.8	0.2	0.9	0.7	0.5			0.0		0.2	0.1							3.5
0.625				1.4	1.1	1.2	0.8	0.2		0.1	0.1		0.1								4.8
0.875					10.8	0.6	1.9	1.0		0.1	0.0		0.1	0.7	0.1						15.4
1.125					3.9	17.7	0.7	2.1	0.2	0.1	0.1			0.1	0.1						24.8
1.375						20.5	4.8	1.6	1.0		0.1		0.0	0.1							28.1
1.625						0.8	14.5	0.9	0.4	0.1		0.0		0.3							17.0
1.875							1.9	1.7	0.1	0.6											4.4
2.125								1.2	0.3	0.1											1.6
2.375								0.1	0.2	0.1											0.4
2.625									0.1	0.0											0.1
2.875																					0.0
3.125																					0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.2	2.2	15.9	41.6	25.3	9.3	2.3	1.2	0.2	0.0	0.4	1.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.30. Frecuencia de ocurrencia del periodo pico vs Altura significativa de la ola -Anual**

Hs (m)	Tp (s)																				
	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	16.5	17.5	18.5	19.5	TOTAL
0.125		0.0	0.3	0.0	0.1	0.3	0.5	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0						2.0
0.375			0.3	2.1	0.5	1.6	1.7	1.0	0.4	0.2	0.0	0.0	0.2	0.5	0.1	0.0	0.0				8.7
0.625				4.6	3.3	1.3	2.5	1.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.2	0.5	0.1	0.0			0.0	0.0	13.7
0.875				0.0	16.9	0.7	1.8	1.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.1						21.7
1.125					4.8	15.9	0.7	1.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1						23.5
1.375						13.6	2.6	0.8	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						17.7
1.625						0.4	7.5	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						8.6
1.875							1.5	1.5	0.1	0.1					0.0						3.2
2.125								0.7	0.1	0.0				0.0							0.9
2.375								0.1	0.1	0.0											0.1
2.625									0.0	0.0											0.0
2.875									0.0												0.0
3.125									0.0												0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.6	6.8	25.6	33.8	18.9	8.8	1.9	0.7	0.2	0.1	0.7	1.5	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.31. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola -Enero**

Hs (m)	VMD (*TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125									0.0								0.0
0.375								0.0	0.2	1.0	0.1						1.3
0.625						0.0	0.1	0.2	0.2	1.2	0.5						2.3
0.875						0.1	0.0	0.3	0.4	6.8	3.3						10.9
1.125						0.1	0.1	0.1	0.4	10.5	7.0						18.3
1.375						0.1	0.1		0.3	19.6	12.6						32.7
1.625						0.2			0.1	17.1	8.1						25.4
1.875										7.0	0.4						7.4
2.125										1.3							1.3
2.375									0.0	0.3							0.3
2.625									0.1								0.1
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.3	0.7	1.7	64.9	31.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.32. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Febrero**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125										0.1							0.1
0.375								0.1	0.1	0.9	0.1						1.2
0.625							0.1		0.8	3.2	0.8	0.1					4.9
0.875							0.1	0.3	1.3	6.9	2.6						11.2
1.125							0.1	0.1	0.5	11.2	6.1						17.9
1.375								0.1	0.1	15.1	8.7						24.0
1.625								0.1	0.4	16.3	6.7						23.5
1.875								0.0	0.2	11.0	1.4						12.7
2.125									0.1	3.8							4.0
2.375										0.5							0.5
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.7	3.6	68.9	26.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.33. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Marzo**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125								0.0		0.6	0.6						1.3
0.375							0.1	0.1	0.5	1.5	0.6	0.0					2.8
0.625							0.0	0.2	0.6	2.4	1.9						5.1
0.875						0.0	0.2	0.2	0.6	6.9	3.6						11.5
1.125							0.5	0.3	0.7	14.6	6.0						22.2
1.375								0.0	0.4	16.3	6.9						23.6
1.625									0.1	16.7	2.8						19.7
1.875									0.1	10.2	0.5						10.8
2.125										2.4							2.4
2.375										0.4							0.4
2.625										0.1							0.1
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.9	3.0	72.2	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.34. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Abril**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125								0.1	0.3	0.5							0.9
0.375							0.0	0.2	0.8	4.0	2.9	0.5					8.4
0.625							0.1		0.1	5.4	6.5	1.1					13.1
0.875							0.1	0.1	0.1	9.8	10.1	0.9					21.1
1.125									0.1	11.4	11.8						23.2
1.375									0.3	11.8	8.4						20.5
1.625									0.3	6.6	1.6						8.6
1.875										2.8	0.1						2.9
2.125										1.1							1.1
2.375										0.1							0.1
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	1.9	53.6	41.4	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.35. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Mayo**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125		0.1	0.1	0.2	0.0	0.0			0.1	3.3	3.0	0.4	0.1	0.0			7.3
0.375									0.3	4.4	5.2	1.3	0.1				11.3
0.625									0.2	3.1	11.8	3.6					18.8
0.875									0.1	4.0	19.5	4.9	0.1				28.5
1.125										3.1	19.4	1.3					23.8
1.375										1.4	7.0	0.3					8.6
1.625										0.5	1.3						1.7
1.875																	0.0
2.125																	0.0
2.375																	0.0
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	19.7	67.2	11.8	0.2	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.36. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Junio**

Hs (m)	VMD (*TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125										0.7	0.8	0.1	0.0				1.7
0.375										0.5	2.3	1.1	0.2				4.2
0.625										0.2	6.9	3.5	0.1	0.0			10.6
0.875										0.4	15.1	9.7	0.2				25.4
1.125										0.1	24.3	10.8					35.2
1.375											17.6	3.1					20.7
1.625											2.2						2.2
1.875																	0.0
2.125																	0.0
2.375																	0.0
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	69.2	28.4	0.5	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.37. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Julio**

Hs (m)	VMD (*TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125																	0.0
0.375										0.3	1.1	0.2	0.0				1.7
0.625										1.2	4.8	1.5	0.0				7.5
0.875										1.5	21.8	3.4					26.7
1.125										0.4	34.9	5.1					40.4
1.375										0.2	21.3	0.6					22.1
1.625											1.7						1.7
1.875																	0.0
2.125																	0.0
2.375																	0.0
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	85.6	10.8	0.1	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.38. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Agosto**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125	0.2	0.1								0.3	0.1	0.0	0.0			0.0	0.7
0.375									0.2	4.3	6.3	0.8	0.0				11.7
0.625									0.0	3.2	13.8	2.2					19.3
0.875										1.7	23.8	7.9					33.4
1.125										0.7	19.8	4.1					24.5
1.375										0.1	8.8	0.7					9.7
1.625										0.0	0.6						0.6
1.875										0.0							0.0
2.125									0.0	0.0							0.1
2.375										0.1							0.1
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	10.4	73.2	15.8	0.1	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.39. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Septiembre**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125				0.1	0.2			0.1	0.2	2.0	2.2	0.1					4.8
0.375					0.1	0.1	0.1	0.2	0.6	9.0	9.0	1.6	0.1				20.7
0.625					0.1	0.0		0.0	1.1	4.3	20.7	4.5	0.1	0.1	0.0		30.8
0.875					0.1	0.0			0.1	1.0	18.9	7.6					27.8
1.125				0.1		0.0					9.6	2.7					12.4
1.375				0.1	0.0					0.1	3.0	0.2					3.5
1.625			0.0								0.1						0.1
1.875																	0.0
2.125																	0.0
2.375																	0.0
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.3	0.4	0.2	0.1	0.3	1.9	16.4	63.6	16.7	0.1	0.1	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.40 Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Octubre**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125	0.1	0.1	0.3	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	2.3	1.8	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	5.4
0.375	0.0		0.3	0.5	0.1	0.1	0.2	0.4	0.5	11.6	10.8	2.2	0.1	0.0	0.1	0.1	27.0
0.625			0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.8	6.0	18.0	5.9	0.2				32.0
0.875										2.3	16.5	4.4					23.1
1.125									0.0	1.0	7.9	0.9					9.8
1.375									0.0		2.0	0.1					2.2
1.625									0.0		0.2	0.1					0.3
1.875											0.0						0.0
2.125									0.0								0.0
2.375											0.0						0.0
2.625																	0.0
2.875									0.0								0.0
3.125										0.0							0.0
TOTAL	0.1	0.1	0.9	1.0	0.4	0.3	0.3	0.6	1.6	23.1	57.3	13.5	0.3	0.1	0.2	0.1	100.0

**Tabla E.41. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Noviembre**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125			0.0	0.1			0.0	0.0		0.7	0.6						1.4
0.375	0.0		0.1	0.3	0.2		0.2	0.4	0.6	5.1	2.3	0.4				0.0	9.6
0.625		0.1	0.1	0.5	0.2	0.2	0.4		0.1	5.9	6.9	0.7					15.0
0.875				0.6	0.1	0.1			0.2	7.7	15.0	1.1					24.8
1.125							0.1	0.1	0.7	11.7	15.7	1.0					29.3
1.375							0.1	0.1	0.4	6.8	9.6						17.0
1.625										2.1	0.7						2.8
1.875										0.2							0.2
2.125																	0.0
2.375																	0.0
2.625																	0.0
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.1	0.2	1.5	0.5	0.3	0.9	0.6	1.8	40.0	50.8	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.42. Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Diciembre**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125																	0.0
0.375				0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	1.6	1.3						3.5
0.625						0.1	0.2	0.2	0.2	1.8	2.2	0.2					4.8
0.875						0.5		0.1	0.2	7.2	7.4	0.1					15.4
1.125						0.1		0.1	0.4	9.7	14.5						24.8
1.375								0.1	0.2	14.4	13.4						28.1
1.625									0.5	10.1	6.3						17.0
1.875									0.1	3.8	0.4						4.4
2.125										1.6							1.6
2.375										0.4							0.4
2.625										0.1							0.1
2.875																	0.0
3.125																	0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.8	0.5	0.5	1.7	50.6	45.4	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.43 Frecuencia de ocurrencia de la dirección vs Altura significativa de la ola –Anual**

Hs (m)	VMD (°TRUE, TOWARDS)																
	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	360.0	TOTAL
0.125	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.8	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
0.375	0.0		0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	3.7	3.5	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	8.7
0.625		0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	3.1	7.9	1.9	0.0	0.0	0.0		13.7
0.875				0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.2	4.7	13.2	3.3	0.0				21.7
1.125				0.0		0.0	0.1	0.1	0.2	6.2	14.8	2.2					23.5
1.375				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	7.1	10.0	0.4					17.7
1.625			0.0			0.0		0.0	0.1	5.7	2.7	0.0					8.6
1.875								0.0	0.0	2.9	0.2						3.2
2.125									0.0	0.8							0.9
2.375									0.0	0.1	0.0						0.1
2.625									0.0	0.0							0.0
2.875									0.0								0.0
3.125										0.0							0.0
TOTAL	0.0	0.0	0.1	0.3	0.1	0.2	0.3	0.4	1.5	35.3	53.1	8.6	0.1	0.0	0.0	0.0	100.0

**Tabla E.44. Alturas extrema de la ola para diferentes periodos de retorno**

RETURN PERIOD (YEARS)	PARAMETERS			
	HS	PEAK PERIOD	HMAX	HCREST
5	2.50	8.35	4.83	2.90
25	3.59	8.90	6.47	3.90
50	4.29	9.97	7.78	4.86
100	4.93	10.89	8.95	5.69
200	5.55	11.74	10.06	6.47
1000	6.93	13.52	12.58	8.22

## **NIVEL DEL AGUA**

### ***Nivel de la marea***

La estación más cercana de las mareas en Colombia es de Cartagena, que está bien al suroeste de la ubicación. Información de la Publicación 148 - orientaciones para la navegación (costas de Colombia y Panamá) indica que la amplitud de la marea media en Puerto Bolívar (12,27 ° N 71,95 ° W) se informó de que 0,3.

### ***Aumento por tormenta***

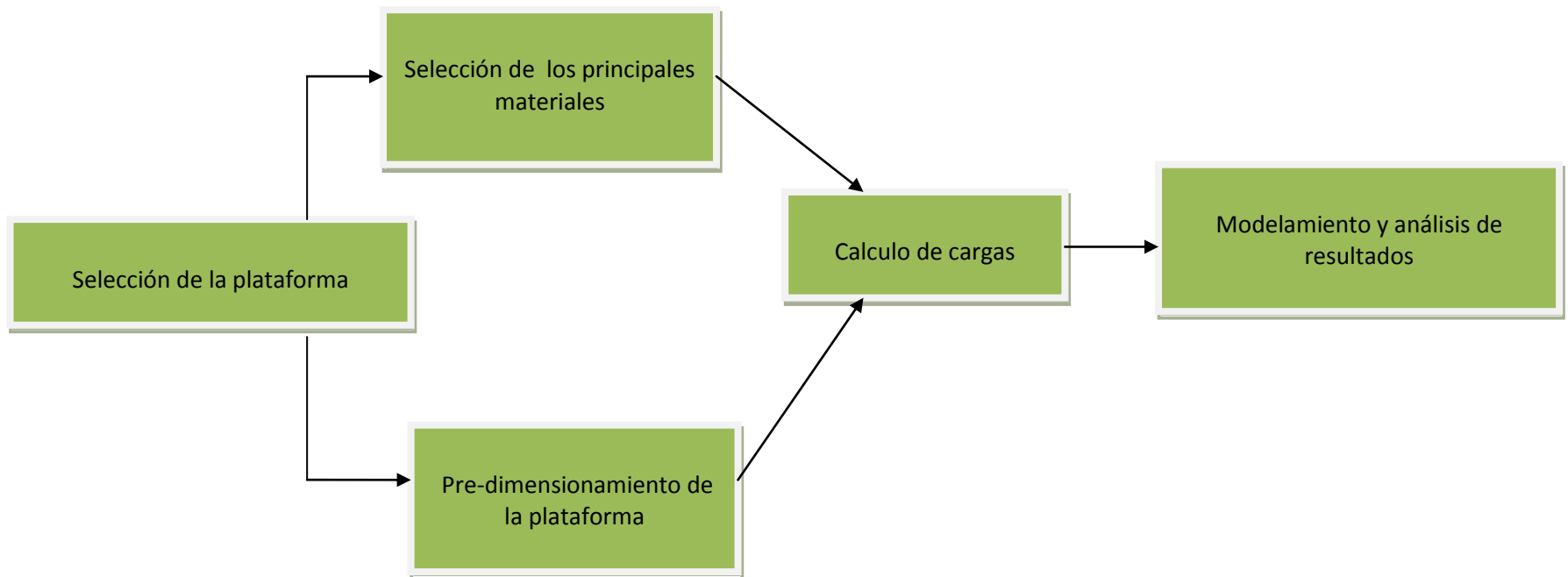
Los resultados hidrodinámicos son de un modelo de aumento de 0,025 grados a una profundidad de 29 m. Los resultados de la extrema análisis asociados a estas alturas aumento se presentan en la Tabla E.45

**Tabla E.45. Aumento del nivel de agua por tormenta**

RETURN PERIOD (YEARS)	HSURGE (M)
25	0.03
50	0.11
100	0.17
200	0.22
1000	0.34

## ANEXO F

### Metodología y variables identificadas



## VARIABLE Y REQUERIMIENTOS BÁSICOS

### **Selección de la plataforma**

Ubicación de la plataforma  
Características de la zona  
Características de reservorio  
Profundidad del agua  
Costos económicos  
Función de la plataforma  
Progreso tecnológico del país  
Producción del reservorio  
Características del suelo marino

### **Selección de los principales materiales**

Condiciones ambientales  
Elementos críticos de la estructura  
Corrosión  
Soldadura  
Rigidez  
Ductilidad  
Requerimientos de los elementos de acuerdo a su importancia estructural

## **Pre-dimensionamiento de la plataforma**

Función de la plataforma

Producción máxima del yacimiento

Equipos e instalaciones sobre la cubierta

Cargas sobre la plataforma

Geometría de la plataforma

Configuración estructural

Distribución de las masas de los equipos e instalaciones

Parámetros relacionados con la ola a un periodo de retorno de 100 años (altura máxima de la ola, periodo de la ola, marejada en tormenta y cambio de marea astronómica)

## **Calculo de cargas**

Cargas muertas D1, D2

Cargas vivas L1, L2

Cargas ambientales We

Cargas sísmicas E

Cargas de impacto

## **Modelamiento y análisis de resultados**

Variables anteriormente identificadas

Comportamiento estructural