



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“INGENIERÍA COSTA AFUERA ORIENTADA AL DISEÑO
ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA TIPO
JACKET, PARA TIRANTES DE AGUAS SOMERAS, INSTALADA EN
EL GOLFO DE MÉXICO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O C I V I L

P R E S E N T A:

JOSÉ RAMÓN CABALLERO DÍAZ

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. OCTAVIO GARCÍA DOMINGUEZ

2014





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Señor
JOSÉ RAMÓN CABALLERO DÍAZ
Presente

DIVISIÓN DE INGENIERÍAS CIVIL Y GEOMÁTICA
COMITÉ DE TITULACIÓN
FING/DICyG/SEAC/UTIT/150/2013

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M.I. OCTAVIO GARCÍA DOMÍNGUEZ que aprobó este Comité, para que lo desarrolle usted conforme a la opción I. "Titulación mediante tesis o tesina y examen profesional", para obtener su título en INGENIERIA CIVIL.

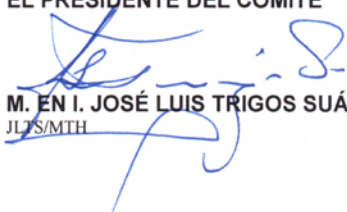
"INGENIERÍA COSTA AFUERA ORIENTADA AL DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA TIPO JACKET, PARA TIRANTES DE AGUAS SOMERAS, INSTALADA EN EL GOLFO DE MÉXICO"

- INTRODUCCIÓN**
- I. CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS PLATAFORMAS MARINAS FIJAS INSTALADAS EN EL GOLFO DE MÉXICO**
 - II. RECOMENDACIONES, CÓDIGOS Y NORMAS QUE RIGEN EL DISEÑO DE PLATAFORMAS MARINAS EN EL GOLFO DE MÉXICO (CIVIL-ESTRUCTURAL)**
 - III. ANÁLISIS Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA A SER INSTALADA EN EL GOLFO DE MÉXICO**
 - IV. MODELACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS**
 - V. CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el Título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria a 20 de noviembre de 2013
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ


M. EN I. JOSÉ LUIS TRIGOS SUÁREZ
JLTS/MTH

CONTENIDO

ABSTRACT	10
1.0 INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 CONTEXTO GENERAL DEL TRABAJO.....	16
1.2 JUSTIFICACIÓN	16
1.3 OBJETIVO	17
1.4 ALCANCE	17
2.0 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS PLATAFORMAS MARINAS FIJAS INSTALADAS EN EL GOLFO DE MÉXICO.....	18
2.1 PLATAFORMAS EN LA SONDA DE CAMPECHE.....	19
2.2 SISTEMA ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA	21
2.2.1 CIMENTACIÓN	21
2.2.2 SUBESTRUCTURA (JACKET)	23
2.2.3 SUPERESTRUCTURA (DECK).....	24
2.2.4 ACCESORIOS	26
2.2.5 SUBNIVELES.....	34
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN FUNCIÓN DEL USO.....	35
2.3.1 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN.....	37
2.3.2 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN.....	38
2.3.3 PLATAFORMA DE COMPRESIÓN.....	39
2.3.4 PLATAFORMA DE ENLACE	39
2.3.5 PLATAFORMA DE REBOMBEO	40
2.3.6 PLATAFORMAS HABITACIONALES	40
2.3.7 PLATAFORMAS DE TELECOMUNICACIONES	41
2.3.8 PLATAFORMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	41
2.3.9 TRÍPODE PARA SOPORTE DE PUENTES Y TRÍPODE EXTREMO DEL QUEMADOR.....	42
3.0 RECOMENDACIONES, CÓDIGOS Y NORMAS QUE RIGEN EL DISEÑO DE PLATAFORMAS MARINAS EN EL GOLFO DE MÉXICO (CIVIL- ESTRUCTURAL).....	43
3.1 NORMAS DE REFERENCIA DE PEMEX.....	44
3.1.1 "DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN EL GOLFO DE MÉXICO" (NRF-003-PEMEX-2007).....	45
3.1.2 "CARGA, AMARRE, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PLATAFORMAS COSTA AFUERA" (NRF-041-PEMEX-2007)	45

3.1.3	"DISEÑO DE ACCESORIOS ESTRUCTURALES PARA PLATAFORMAS MARINAS" (NRF-173-PEMEX-2009).....	45
3.1.4	"HELIPUERTOS DE ACERO EN PLATAFORMAS MARINAS FIJAS" (NRF-174-PEMEX-2007).....	46
3.1.5	"ACERO ESTRUCTURAL PARA PLATAFORMAS MARINAS" (NRF-175-PEMEX-2007).....	46
3.2	PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA PLANEACIÓN, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS	47
3.2.1	RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING FIXED OFFSHORE PLATFORMS- WORKING STRESS DESIGN. (API RP 2A-WSD).....	47
3.3	AMERICAN WELDING SOCIETY (AWS).....	48
3.4	AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM).....	49
3.5	IMCA - INSTITUTO MEXICANO DE LA CONSTRUCCIÓN EN ACERO	49
4.0	ANÁLISIS Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA, A SER INSTALADA EN EL GOLFO DE MÉXICO	50
4.1	BASES DE USUARIO	51
4.2	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.....	52
4.3	CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO	52
4.4	CARGAS QUE ACTÚAN SOBRE UNA PLATAFORMA	53
4.4.1	CARGAS GRAVITACIONALES	54
4.4.2	CARGAS AMBIENTALES	55
4.5	PARÁMETROS GEOTÉCNICOS DE DISEÑO.....	63
4.5.1	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	63
4.5.2	CRITERIOS DE ESTRUCTURACIÓN.....	64
4.5.3	ESPESOR MÍNIMO DE PARED.....	65
4.6	ANÁLISIS Y DISEÑO POR OPERACIÓN Y TORMENTA	66
4.6.1	COMBINACIONES DE CARGA	66
4.7	ANÁLISIS SÍSMICO A NIVEL DE RESISTENCIA Y DUCTILIDAD.....	69
4.8	ANÁLISIS ESPECTRAL DE FATIGA.....	73
4.8.1	FACTOR DE CONCENTRACIÓN DE ESFUERZOS	75
4.8.2	CLASIFICACIÓN DE JUNTAS	76
4.8.3	FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA Y CURVAS S-N	77
4.9	ANÁLISIS DE ARRASTRE DE LA SUPERESTRUCTURA.....	79
4.9.1	MODELO DEL SISTEMA DE ARRASTRE	80
4.9.2	FUERZAS DE TRACCIÓN DURANTE EL ARRASTRE	81
4.9.3	FUERZAS DE FRICCIÓN	82

4.10	ANÁLISIS DE EMBARQUE DE LA SUPERESTRUCTURA.....	82
4.10.1	CONDICIONES DE FRONTERA DURANTE EL EMBARQUE.....	84
4.11	ANÁLISIS DE ARRASTRE Y EMBARQUE DE LA SUBESTRUCTURA	85
4.12	ANÁLISIS DE IZAJE	85
4.12.1	CONDICIÓN DE FRONTERA.....	86
4.12.2	CONSIDERACIONES DE CARGA.....	87
4.12.3	FACTORES DE CARGA.....	87
4.13	ANÁLISIS DE FLOTACIÓN	91
4.13.1	CONSIDERACIONES DE CARGA.....	92
5.0	MODELACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS	95
5.1	SOFTWARE SACS (STRUCTURAL ANALYSIS COMPUTER SYSTEM) - OFFSHORE STRUCTURE ENTERPRISE	96
5.2	GENERALIDADES	97
5.3	DATOS DE ENTRADA.....	100
5.4	DATOS DE SALIDA.....	101
6.0	CONCLUSIONES	102
	ANEXO I	105
	REFERENCIAS	112

ABREVIACIONES

APC	Aprobado Para Construcción.
C.o.G.	Centro de Gravedad.
ft (')	Pies (unidad de longitud bajo el sistema inglés de unidades).
Fy	Esfuerzo de fluencia mínimo especificado del acero utilizado en kg/cm ² o Ksi.
G (g)	Aceleración de la gravedad.
GAP	Distancia o diferencial de longitud.
in (")	Pulgadas (unidad de longitud bajo el sistema inglés de unidades).
Kips	Kilo-libras (unidad de fuerza bajo el sistema inglés de unidades). 1 kip = 1000 lbf = 454 Kgf. aprox.
Kg.	Kilogramos (unidad de masa bajo el S.I. de unidades).
Ksi	Kilo-libras sobre pulgada cuadrada (unidad de esfuerzo bajo el sistema inglés de unidades).
Kg/cm ²	Kilogramo sobre centímetro cuadrado (unidad de esfuerzo bajo el S.I. de unidades).
m/s	Metros por segundo (unidad de velocidad bajo el S.I. de unidades).
lb.	Libras (unidad de masa bajo el sistema inglés de unidades).
m.	Metros (unidad de longitud bajo el S.I. de unidades).
mm.	Milímetros (unidad de longitud bajo el S.I. de unidades).
mph	Millas por hora (unidad de velocidad bajo el sistema inglés de unidades).
MBPD	Miles de Barriles Por Día.
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Diarios.
NMM	Nivel Medio del Mar, elevación 0.000 m. (0' - 0")
N.S.A.	Nivel Superior de Acero: es la elevación donde empieza el patín superior que forma el sistema de piso.
PEP	PEMEX Exploración y Producción.
PTAR	Planta de Tratamiento de Agua Residual.
PT	Punto de Trabajo: Es la elevación de referencia de la estructura, donde se conecta la cimentación con la Superestructura; normalmente esta elevación se encuentra a 7.315 m. (24' - 0") con respecto al NMM.
R.I.	Relación de Interacción de esfuerzos (esfuerzo actuante / esfuerzo permisible) de los elementos propuestos que conforman la estructura.
RSR	Reserve Strength Ratio (Factor de Reserva de Resistencia, por sus siglas en inglés).
seg. (s)	Segundos (unidad de tiempo bajo el S.I. de unidades).
SCF	Factores de concentración de esfuerzos.
slug	"slug" (unidad de masa bajo el sistema inglés de unidades): $\left\{ 1slug = 1 \frac{lb_f \times s^2}{ft} \right\}$
UTM	Universal Transverse Mercator (coordenadas universales transversales de Mercator).
3D	Tercera dimensión.
Φ (D)	Diámetro (longitud de la sección transversal de un perfil circular).

SIGLAS

API	American Petroleum Institute. (Instituto Americano del Petróleo)
ASTM	American Society For Testing And Materials. (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales)
AWS	American Welding Society. (Sociedad Americana de Soldadura)
IMCA	Instituto Mexicano De La Construcción En Acero.
NRF	Normas de Referencia de PEMEX.
RP 2A-WSD	Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design. (Prácticas Recomendadas para la Planeación, Diseño y Construcción de Plataformas marinas Fijas - Diseño de Trabajo y Esfuerzos).
SACS	Structural Analysis Computer System. (Sistema de cómputo para Análisis Estructural).

TABLAS

- 2.1 Diferentes plataformas existentes en la Sonda de Campeche.
- 2.2 Clasificación de plataformas fijas tipo Jacket.

- 4.1 Densidad de carga viva.
- 4.2 Parámetros asociados a la altura de ola máxima de operación en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche (Anexo B, NRF-003-PEMEX-2007).
- 4.3 Coeficientes de arrastre máximos para fuerzas de oleaje y corriente sobre cubierta.
- 4.4 Factor de bloqueo (API RP 2A-WSD, Sección 2.3.1b. 21ª Edición).
- 4.5 Factores de contingencia para diseño de la carga, transporte e izaje.
- 4.6 Ejemplo de las combinaciones de carga para condición de operación.
- 4.7 Ejemplo de las combinaciones de carga para condición de tormenta.
- 4.8 Factor de Reserva de Resistencia (RSR) mínimo requerido para análisis a nivel de ductilidad (NRF-003-PEMEX-2007)
- 4.9 Datos numéricos del espectro de aceleraciones para un periodo de retorno de 200 años y un coeficiente de amortiguamiento crítico de 5%.
- 4.10 Ejemplo: Distribución de frecuencias de altura de ola significativa para las áreas especificadas. (Anexo C, NRF-003-PEMEX-2007)
- 4.11 Ejemplo: Distribución de frecuencias de la dirección media del vector para las áreas especificadas, continuación. (Anexo C, NRF-003-PEMEX-2007)
- 4.12 Condiciones de carga (gravitacionales).
- 4.13 Restricciones en los apoyos de la superestructura del ejemplo.
- 4.14 Condiciones de carga.
- 4.15 Valores FAD para barcos grúas de casco sencillo izaje (NRF-041-PEMEX-2007, tabla 9).
- 4.16 Factores de consecuencia para el diseño de FDRC y CTS (NRF-041-PEMEX-2007, tabla 11).
- 4.17 Factores de consecuencia (μcf) (NRF-041-PEMEX-2007, tabla 12).
- 4.18 Comparativa de factores API vs NRF.
- 4.19 Condiciones de carga.
- 4.20 Reserva de Empuje después del lanzamiento.

FIGURAS

- 1.1 Campo petrolero en Summerland, California, EUA (1903).
- 1.2 Plataforma marina construida de madera, Texas, EUA (1938).
- 1.3 Regiones de exploración y producción de México.

- 2.1 Localización de yacimientos en la Sonda de Campeche.
- 2.2 Unidad flotante de procesamiento.
- 2.3 Plataforma marina fija tipo Jacket.
- 2.4 Cimentación. Pilotes.
- 2.5 Arreglo de pilotes (plano).
- 2.6 Octápodo ó subestructura de 8 piernas (isométrico).
- 2.7 Elevación estructural de una subestructura eje transversal (plano).
- 2.8 Acartelamiento.
- 2.9 Planta estructural de un sistema de piso de una plataforma (plano).
- 2.10 Superestructura (isométrico).
- 2.11 Elevación estructural de una superestructura eje transversal (plano).
- 2.12 Embarcadero (NRF-173-PEMEX-2009).
- 2.13 Embarcadero (isométrico).
- 2.14 Defensa de pierna (NRF-173-PEMEX-2009).
- 2.15 Arreglo de una tubería submarina.
- 2.16 Defensa de ducto ascendente (NRF-173-PEMEX-2009).
- 2.17 Accesorios de la subestructura.
- 2.18 Placa base de una subestructura.
- 2.19 Tapa superior.
- 2.20 Tapa inferior.
- 2.21 Tanques de flotación.
- 2.22 Arreglo de viga de deslizamiento.
- 2.23 Rejilla sobre cubierta.
- 2.24 Esquema de un barandal (tablero doble).
- 2.25 Escaleras, pasillos y barandales.
- 2.26 Oreja de arrastre de una superestructura.
- 2.27 Mezzanine o subnivel.
- 2.28 Complejo de plataformas marinas (Ku-Maloob-Zaap).
- 2.29 Esquema conceptual de las diferentes plataformas que existen en un complejo.
- 2.30 Plataforma de perforación (PP-Zaap-C).
- 2.31 Plataforma de producción (PB-Zaap-C).
- 2.32 Plataforma de Enlace (PE-Abkatun-A).
- 2.33 Plataforma Habitacional (HA-Abkatun-A).
- 2.34 Plataforma de telecomunicaciones.
- 2.35 Plataforma de generación eléctrica (PG-Zaap-C).
- 2.36 Trípode para soporte de puente y extremo del quemador.

- 3.1 Representación esquemática de los diferentes elementos que conforman una plataforma.
- 3.2 Tipos de soldaduras. AWS.

- 4.1 Procedimiento de diseño para las diversas etapas de la vida de una plataforma.
- 4.2 Cargas que actúan sobre una plataforma.
- 4.3 Plano de localización general de equipo (PLG).
- 4.4 Cargas ambientales actuantes sobre una plataforma.
- 4.5 Direcciones de incidencia de cargas ambientales.
- 4.6 Alturas de la ola máxima y significativa por operación en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche (Anexo B, NRF-003-PEMEX-2007).
- 4.7 Altura de la ola máxima de diseño por tormenta en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007).
- 4.8 Mareas de tormenta en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007).
- 4.9 Velocidad máxima de viento a 10 m sobre el NMM, promedio de 1 hora, en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007).

- 4.10 Velocidades de corrientes en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007).
 - 4.11 Efecto Doppler debido a las corrientes permanentes.
 - 4.12 Regiones de aplicación de las teorías de oleaje Stream Functions, Stokes 5 y Linear/Airy.
 - 4.13 Gráfica ilustrativa de la variación del Cd y definición de elevación de la cresta.
 - 4.14 Pilotes de fricción de acero.
 - 4.15 Ejemplo de una curva de capacidad de carga axial última, para pilote de 60"Φ.
 - 4.16 Ejemplo de una curva P - Y (esfuerzo-deformación), para pilote de 72"Φ.
 - 4.17 Ejemplo de Relación de Interacción de esfuerzos en una subestructura (tomada del SACS 5.3).
 - 4.18 Cargas convertidas a masas.
 - 4.19 Espectros de diseño a nivel de resistencia para un coeficiente de amortiguamiento crítico de 5% (200 años de período de retorno).
 - 4.20 Representación de carga dinámica equivalente.
 - 4.21 Localización de puntos para el cálculo de los SCF.
 - 4.22 Configuraciones típicas de juntas en plataformas.
 - 4.23 Ejemplo de función de transferencia. (a 0° cortante basal)
 - 4.24 Curva S-N empleada en el análisis de fatiga. (API RP 2A-WSD)
 - 4.25 Ejemplo de conexiones con menor tiempo de vida calculada (SACS).
 - 4.26 Modelo tridimensional de un octápodo con su marco de arrastre.
 - 4.27 Ejemplo de estructuración propuesta para el marco de arrastre de un octápodo.
 - 4.28 Condiciones de fuerza de tracción.
 - 4.29 Ejemplo de embarque de una superestructura (octápodo).
 - 4.30 Ejemplo de modelo estructural tridimensional del izaje de una superestructura.
 - 4.31 Ejemplo de condiciones de frontera en el modelo estructural.
 - 4.32 Ejemplo de geometría sensible a tolerancias de longitud de eslingas.
 - 4.33 Ejemplo de un arreglo de cables de izaje para un trípode.
 - 4.34 Ejemplo de un modelo estructural de una subestructura.
-
- 5.1 Estructura modelada en SACS ver. 5.3.
 - 5.2 Estructura modelada en SACS (peso propio).
 - 5.3 Condición de carga gravitacional (CM sobre cubierta superior).
 - 5.4 Condición de carga ambiental (viento, oleaje y corriente incidiendo a 45°).
-
- A.1 Opciones del programa - dimensionamiento de la estructura.
 - A.2 Opciones del programa - dimensionamiento de la estructura.
 - A.3 Opciones del programa - SEASTATE.
 - A.4 Opciones del programa - características de elementos tubulares.
 - A.5 Opciones del programa - reportes.
 - A.6 Opción de análisis - revisión de junta tubular.
 - A.7 Opción de análisis - revisión de elemento.
 - A.8 Listado de entrada - generador de análisis.
 - A.9 Listado de entrada - generador de datos.
 - A.10 Listado de entrada - generador de datos.
 - A.11 Listado de salida del resumen de los miembros de un mismo grupo.
 - A.12 Listado de salida de un estado del mar (SEASTATE).
 - A.13 Listado de salida de un análisis de pilotes.
 - A.14 Archivo de salida - análisis de fatiga (elemento finito).
 - A.15 Archivo de salida - relación de interacción de esfuerzos.
 - A.16 Análisis de flotación e izaje.
 - A.17 Análisis de transportación.

ABSTRACT

This paper develops a methodology for designing a new Jacket fixed offshore platform. The document is within the framework of the basic engineering design, stating regulations and national and international criteria.

Is a brief introduction that describes as were the first platforms for the production of hydrocarbons and how they were changing the characteristics of these structures because the necessity of the industry in that time needed new and more installations more deeper in the ocean, nothing that the industry boomed later the Second World War. In turn in the introduction, a brief description of the infrastructure and production assets PEMEX.

Following is a brief history about what offshore engineering covers both international and national operating within the national is a brief history and current situation of Campeche Bay, whose in the country is important. It is a description of the most important disciplines in the oil field, emphasizing civil-structural discipline.

Also the document explains all of the structural parts of an offshore platform, as well as accessories. It also makes a classification of the different platforms in the zone of Campeche Bay for its use and its structure.

The third chapter of this document deals with the rules and national and international criteria to be taken into account for the analysis and design of fixed offshore platforms, based on years of study and fieldwork, mentioning the most important institutes and associations of Mexico and the U.S., the creators of these regulations.

Finally, you get to the main chapter of the document, which describes the different analyzes and parameters necessary to evaluate and design a fixed offshore platform in the Gulf of Mexico; mentioned the environmental parameters (oceanographic and meteorological parameters) and gravitational and environmental loads acting onto the structure and the analysis necessary for the design and evaluation to installation on the seabed offshore.

At the same time referred to one software that is currently used to analyze marine platforms, called SACS Offshore Structure, used to make a model of structures in 3D with different parts of a platform type Jacket, the chapter describes the various functions the program and the information necessary to handle correctly.

CAPÍTULO 1

1.0 INTRODUCCIÓN



En la actualidad, el petróleo es, sin lugar a duda, uno de los recursos naturales no renovables más valiosos que proporciona la tierra y debe explotarse de manera cuidadosa utilizando métodos que garanticen por completo su aprovechamiento.

La exploración costa afuera en busca de petróleo y gas empezó a realizarse desde el siglo XIX, la primera estructura instalada costa afuera se realizó en las aguas del Océano Pacífico en el Estado de California en el año de 1890 con una pequeña estructura, sin embargo el nacimiento de la industria costa afuera se considera que fue en 1947 cuando la primera estructura fue instalada en el Golfo de México con un tirante de 4.6 metros, dentro de las aguas de Louisiana.

La operación en tierra se extendió sobre el agua por medio de un muelle y en 1887 fue perforado el primer pozo dentro del agua y en 1900 la perforación fue dirigida hasta 150 m de la línea de costa. Se montaron torres de madera sobre plataformas de madera, construidas sobre pilotes de árboles de ciprés.



Figura 1.1 Campo petrolero en Summerland, California, EUA (1903).

La compañía Signal Oil and Gas fue la que abrió camino en el desarrollo de las plataformas marinas en las costas de California. El primer intento de perforar en las aguas del Golfo de México fue en 1933, en las costas de Louisiana. A principios de 1938, aproximadamente a 1.6 km. costa afuera de la playa de Texas, una plataforma de madera de 50 x 90 ft. (15.24 x 27.43 m.) fue construida en el agua a una profundidad de 15 ft. (4.6 m.) esta plataforma se muestra en la siguiente figura.

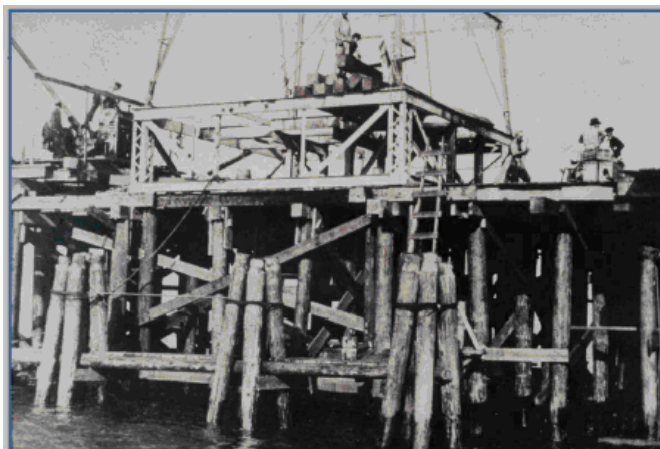


Figura 1.2 Plataforma marina construida de madera, Texas, EUA (1938).

Sin embargo la necesidad que se presentó debido a la Segunda Guerra Mundial, hizo que se realizaran instalaciones dentro de aguas más profundas, de 38 ft. a 71 ft. (11.6 m a 21.6 m); con plataformas construidas de madera se logró avanzar hasta una profundidad de 104 ft (31.7 m). Desde la instalación de la primera plataforma en el Golfo de México desde hace casi 75 años atrás la industria del petróleo ha necesitado la instalación de estructuras cada vez más adentradas en el océano.

La guerra trajo una suspensión temporal al desarrollo costa afuera, pero los adelantos en tecnología, como resultado de la guerra, permitieron a la industria obtener un dominio firme en un próspero futuro. En los años siguientes al conflicto mundial, la evolución de la perforación costa afuera se desarrolló en mucho, las plataformas fueron puestas en aguas profundas y llegaron a ser más complejas en sus requerimientos funcionales y configuraciones estructurales.

La plataforma Exxon (Hondo), instalada en 1976 en el Canal de Santa Bárbara, CA., es un excelente ejemplo de una plataforma independiente en aguas profundas porque combina las actividades de perforación y producción con el alojamiento de la tripulación. Esta plataforma fue diseñada principalmente para resistir terremotos. Los tres requisitos básicos de diseño fueron:

1. Resistir todas las cargas esperadas durante su fabricación, transporte e instalación.
2. Resistir las cargas ambientales extremas.
3. El funcionamiento combinando de: perforación, producción y las facilidades de alojamiento.

El criterio específico era:

1. Evitar el daño estructural cuando estaba sujeta a un terremoto representado por una aceleración de la tierra de 0.25G.
2. Para estar segura contra el derrumbamiento cuando está sujeta a un terremoto representando por una aceleración de la tierra de 0.5G.
3. Para resistir sin pérdida de la integridad estructural plástica igual a 2.0 veces la deformación provocada por la aceleración que produce el terremoto de 0.25 o la deformación de 1.5 veces generada por el terremoto de 0.5G.

La condición de diseño para mal tiempo fue establecida para periodos de retorno de 400 años. Específicamente la altura de ola de tormenta era de 44 ft. (13.42 m.) la marea de tormenta de 8 ft. (2.44 m.) y la velocidad del viento de tormenta era de 100 mph (160 Km/h).

La localización de los yacimientos en el mar, es decir costa afuera, requieren de un esfuerzo científico y técnico mucho mayor que el que se exige para las explotaciones en tierra firme. No importa lo bueno que sean los resultados de las investigaciones de los geólogos la última palabra de la existencia de yacimientos de petróleo puede darla únicamente una perforación de prueba. A fin de poder efectuar este tipo de perforaciones en el mar, se han desarrollado en los últimos años diferentes tipos de estructuras de soporte para los equipos de perforación, compresión, almacenamiento y bombeo principalmente, los cuales serán citados posteriormente.

Petróleos Mexicanos fue creado por Decreto de Ley el 7 de junio de 1938, es un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal constituido de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad jurídica y patrimonio propios, cuyo objeto es ejercer la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera estatal.

El inicio oficial de PEMEX para la construcción de la infraestructura y el aprovechamiento de los hidrocarburos de la zona sureste del país fue con el lanzamiento al mar de la Subestructura de la primera plataforma fija de perforación denominada Akal-C en el año de 1978. Antes de este lanzamiento ya se había iniciado en la zona de Campeche la perforación de pozos exploratorios.

Posteriormente a esta primera etapa, Petróleos Mexicanos continuó estudiando la plataforma continental del Golfo de México, con la finalidad de encontrar estructuras geológicas ricas en aceite crudo.

Lo anterior dio como resultado el hallazgo de grandes yacimientos de crudo, ubicados al occidente de la Península de Yucatán. A esta gran área productora de crudo se le denominó la Sonda de Campeche.

En México más del 80% del petróleo se obtiene a través de las técnicas de perforación marítimas. El departamento de PEMEX Exploración y Producción (PEP), como su nombre lo indica, es el responsable de la exploración y explotación del petróleo y el gas natural del país. Tiene a su cargo el transporte, almacenamiento en terminales y comercialización de primera mano de dichos hidrocarburos.

PEP a nivel mundial ocupa el tercer lugar en términos de producción de crudo, el primero en producción de hidrocarburos costa afuera, el noveno en reservas de crudo y el doceavo en ingresos. La estrategia para mejorar el desempeño, en corto y mediano plazo, ha sido la de adoptar las mejores prácticas de la industria en términos de esquemas de negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones; también se ha fortalecido la capacidad de ejecución y se ha revitalizado la actividad exploratoria, a fin de lograr que PEP se convierta en la empresa petrolera más exitosa del siglo XXI. Es por ello la importancia de tener gente nueva con los conocimientos adecuados para lograrlo.

PEMEX Exploración y Producción posee 359 campos petroleros, 5,783 pozos en exploración, 279 plataformas marinas y 34,074 km. de oleoductos y gasoductos, distribuidos en cuatro regiones: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste. A Octubre del año 2013, la Región Marina Noreste y la Región Marina Suroeste producen en conjunto 2 millones 540 mil barriles diarios de petróleo crudo (2.540MMBPD) y 6 mil 338 millones de pies cúbicos diarios (6,338MPCD) de gas natural, representando el 82% y el 37% de la producción nacional, respectivamente [Ref.1]. Estos volúmenes de producción ubican a México como uno de los países petroleros más importantes a nivel mundial.



Figura 1.3 Regiones de exploración y producción de México.

La región noreste con una extensión de 166 mil km² de aguas territoriales, se sitúa en la plataforma y talud continentales del Golfo de México; está constituida por los activos integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, además de un activo regional exploratorio. Este complejo cuenta en la actualidad con 31 plataformas marinas de las cuales 2 son plataformas de enlace, 5 habitacionales, 18 de perforación, 5 de producción y 1 de telecomunicaciones [Ref. 2].

La región suroeste tiene un área de 352 mil 390 km² de aguas territoriales del Golfo de México, efectúa la explotación de hidrocarburos a través de un activo regional exploratorio y los activos integrales de Abkatún-Pol-Chuc, litoral de Tabasco. Estas dos regiones conforman la Sonda de Campeche [Ref. 2].

Las estructuras petroleras en la Sonda de Campeche son una contundente prueba del nivel que ha alcanzado la tecnología mexicana en esta materia, la cual incluso se exporta a otros países.

La mayor parte de las plataformas marítimas tienen la función de extraer petróleo crudo y gas natural, que invariablemente surgen combinados. En algunos pozos predomina el crudo, pero siempre con algún porcentaje de gas; en otros, la composición es al revés. Esta característica geológica obliga a separar en las instalaciones costa afuera ambos tipos de hidrocarburos, para luego bombearlos hacia tierra firme, pues tienen dos destinos perfectamente diferenciados: el gas se concentra en la Planta de Rebombeo de Atasta, Campeche, y el crudo en el Puerto tabasqueño de Dos Bocas.

Estas plataformas de explotación (en las que pueden llegar a vivir aproximadamente 200 personas) son estructuras metálicas sustentadas en pilotes profundamente incrustados en el lecho marino, de manera que son instalaciones fijas que suelen tener dos cubiertas, formando un sistema de piso donde se colocan equipos, módulos y tuberías. La parte sumergida (Subestructura) es una estructura con forma de pirámide truncada y la superior (Superestructura) es de tipo industrial.

Cada plataforma cuenta con toda clase de servicios, desde los técnicos directamente vinculados con la producción y el mantenimiento, hasta los de apoyo y domésticos, como son los comedores y bibliotecas para el personal que labora en ellas.

Las plataformas son autosuficientes en alta medida: obtienen agua potable a través de plantas desaladoras de agua marina, las aguas negras son tratadas; tienen generadores termoeléctricos que funcionan con gas natural; los abastecimientos externos los lleva semanalmente el barco que transporta los alimentos perecederos.

En lo que corresponde a la ingeniería civil, el diseño y construcción de estructuras sobre las cuales puedan realizarse los trabajos de explotación y producción, ha representado uno de los principales problemas a resolver, bajo la premisa de economía y seguridad, lo cual ha dado origen a una amplia gama de soluciones basadas fundamentalmente en el tirante de agua del sitio de interés. Algunos de los países que han desarrollado tecnologías para el diseño, fabricación e instalación de plataformas marinas son EUA, Noruega, Francia, Holanda e Inglaterra.

Debido que los tirantes de agua que se manejan en la Sonda de Campeche son someros (menores a 100 m. (328 ft.)) la solución ha sido colocar plataformas marinas fijas tipo Jacket.

El análisis, diseño, y construcción de plataformas costa afuera es una tarea muy demandante y especializada que tiene un ingeniero civil, ya que las condiciones y situaciones que actúan sobre estas estructuras, con respecto a una estructura que se construye en tierra, son diferentes.

REFERENCIAS

- Ref. 1. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Reporte de Indicadores de Explotación (31/10/2013). www.cnh.gob.mx
- Ref. 2. Comunicado Social de PEMEX (11/02/2011). www.pemex.com

1.1 CONTEXTO GENERAL DEL TRABAJO

En este documento se presentan los conceptos básicos y prácticas recomendadas en el diseño e instalación de una plataforma marina fija tipo Jacket. El documento se encuentra dentro del marco de la ingeniería básica de diseño, mencionando normas y criterios nacionales e internacionales.

Se menciona una breve introducción en la que se describen como eran las primeras plataformas destinadas a la producción de hidrocarburos y como fueron cambiando las características de estas estructuras debido a que se fueron adentrando cada vez más en los océanos, mencionando que esta industria tuvo su auge después de la Segunda Guerra Mundial. A su vez dentro de la introducción, se hace una breve descripción sobre la infraestructura y la producción de los activos de PEMEX.

Después se menciona una breve historia sobre lo que abarca la ingeniería costa afuera, tanto internacional como nacional, dentro de la explotación nacional se da una breve historia y la situación actual de la Sonda de Campeche, cuya importancia en el país es muy grande. Se hace una descripción sobre las disciplinas con mayor importancia dentro del ámbito del petróleo, haciendo hincapié en la disciplina civil-estructural.

En gran parte del documento, se explican todas las partes estructurales de una plataforma marina, así como sus accesorios. También se hace una clasificación de las diferentes plataformas instaladas en la Sonda de Campeche por su uso y por su estructuración.

El tercer capítulo de este trabajo, trata sobre las normas y criterios nacionales e internacionales que se deben tomar en cuenta para el análisis y diseño de plataformas marinas fijas, basados en años de estudio y prácticas de campo, mencionando a los institutos y asociaciones más importantes de México y de EUA, creadores de estas reglamentaciones.

Finalmente, se llega al capítulo principal del documento, donde se describen los diferentes análisis y parámetros necesarios, para evaluar y diseñar una plataforma marina fija en el Golfo de México; se mencionan los parámetros oceanográficos y meteorológicos, cargas ambientales y gravitacionales que actúan sobre la estructura y se describen los análisis necesarios para su diseño y evaluación hasta su instalación en el fondo marino costa afuera.

A su vez se hace referencia de un software que se utiliza actualmente para analizar plataformas marinas; el programa SACS Offshore Structure Enterprise, que sirve para modelar las estructuras en 3D junto con las diferentes partes de una plataforma tipo Jacket, durante la descripción de los diferentes análisis se hace la referencia al programa.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Los capítulos de este trabajo tienen como función primordial, brindar al ingeniero egresado los elementos básicos para poder conocer, comprender, razonar y realizar un trabajo de ingeniería costa afuera sobre diseño, análisis y evaluación de plataformas marinas fijas tipo Jacket.

La justificación de la investigación y preparación de este documento surge de la necesidad, como ingenieros recién egresados, de adaptarse rápidamente a los distintos términos, parámetros, cargas, normas y herramientas que existen actualmente, y conocer de manera general, pero explícita, la estructuración de estas plataformas; para poder realizar un proyecto de estructuras marinas, en beneficio de la infraestructura energética del país.

Este documento es altamente especializado y mucha de su información es difícil de conseguir en bibliotecas; por esta razón se decide elaborar este trabajo, para que sirva de guía y referencia para los egresados de la carrera de ingeniero civil con potencial real de trabajo.

1.3 OBJETIVO

La presente tesis titulada "**INGENIERÍA COSTA AFUERA ORIENTADA AL DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA TIPO JACKET, PARA TIRANTES DE AGUAS SOMERAS, INSTALADA EN EL GOLFO DE MÉXICO**" tiene como principal objetivo el de familiarizar a los nuevos Ingenieros Egresados, que carecen de experiencia en este tipo de trabajos, con las actividades que se desarrollan fuera de la costa para lograr la explotación de yacimientos de hidrocarburos en el mar, logrando con esto estandarizar los criterios de diseño propuestos por PEMEX. Esto traerá como resultado un mejor aprovechamiento de los recursos que se asignen a este tipo de proyectos, lo que, aunque actualmente se desarrollan en una sola zona del país, considero que en un futuro no lejano se implementarán nuevos desarrollos en otros lugares de las costas del Pacífico y del Golfo, para la explotación de los posibles yacimientos de hidrocarburos que se encuentran en estas latitudes.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Definir los lineamientos básicos a seguir en el análisis y diseño de las estructuras que forman una plataforma marina fija tipo Jacket.
- Servir de referencia y/o manual para aquellas empresas que se dedican al diseño, evaluación y fabricación de plataformas marinas.
- Lograr con este trabajo una base para la realización de trabajos relacionados con el análisis y diseño de estructuras metálicas de plataformas marinas.
- Ayudar a los estudiantes de la carrera de Ingeniería Civil a introducirse de manera sencilla a la Ingeniería Costa afuera.

1.4 ALCANCE

Se presenta un documento informativo, que contiene las descripciones de las características, parámetros y análisis que deben contener un proyecto costa afuera de plataformas marinas fijas, mencionando las disciplinas involucradas, enfatizando la especialidad de Civil-Estructural; ya que este documento está dirigido a Ingenieros Civiles.

El documento establece los criterios de PEMEX Exploración y Producción aplicables al diseño estructural de plataformas marinas fijas tipo Jacket. Toma en cuenta las condiciones propias de las instalaciones como: localización geográfica, condiciones ambientales en el sitio, condiciones de operación, así como la descripción de las diferentes plataformas que existen en el Golfo de México pertenecientes a PEMEX.

Los lineamientos mencionados en este documento aplican solo para plataformas marinas fijas de acero tipo Jacket, a ser instaladas en el Golfo de México, en tirantes de agua menores o iguales a 100 m. No es aplicable a plataformas marinas fijas aligeradas.

CAPÍTULO 2

2.0 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS PLATAFORMAS MARINAS FIJAS INSTALADAS EN EL GOLFO DE MÉXICO



2.1 PLATAFORMAS EN LA SONDA DE CAMPECHE

La Sonda de Campeche se localiza dentro de las coordenadas UTM $X_1=520,000m$, $X_2=620,000m$, $Y_1=2,060,000m$ y $Y_2=2,240,000m$ y delimitada por las coordenadas geográficas latitud 19° a 20° norte, longitud 91° a 93° oeste.

La Sonda de Campeche la conforman las regiones petroleras noreste y suroeste, la región noreste está constituida por los activos integrales Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, además de un activo regional exploratorio. Este complejo cuenta en la actualidad con 31 plataformas marinas de las cuales 2 son plataformas de enlace, 5 habitacionales, 18 de perforación, 5 de producción y 1 de telecomunicaciones [Ref. 2].

La región suroeste efectúa la explotación de hidrocarburos a través de un activo regional exploratorio y los activos integrales de Abkatún-Pol-Chuc, en litoral de Tabasco.

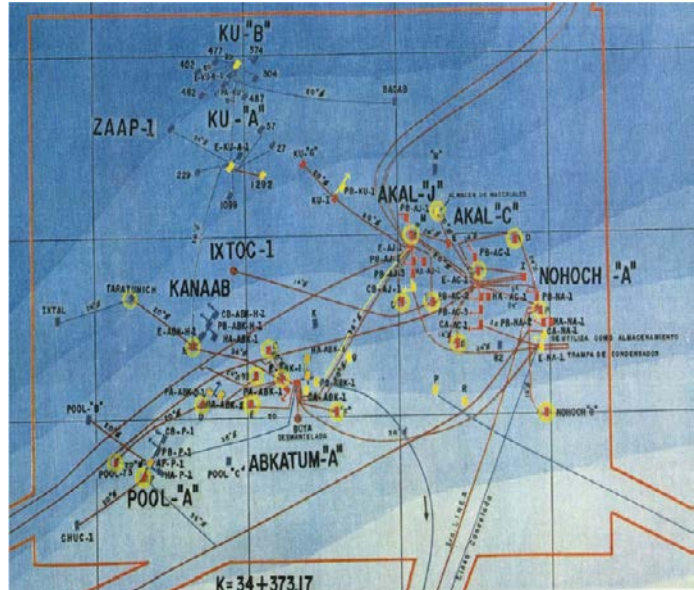


Figura 2.1. Localización de yacimientos en la Sonda de Campeche.

El tirante de agua que se presenta en esta Sonda, es de aguas someras, varían desde los 65 ft (19.8m) hasta 400 ft (122m), promediando los 160 ft (48.7m), donde se ubican los complejos Abkatún, Kanaab, Akal, Nohoch y Pol, principalmente, en la zona central de la Sonda de Campeche.

En 1995 cuando las expectativas de un crecimiento de la demanda mundial eran mayores que ahora, se conceptualizó un macroproyecto en el Campo Cantarell, el cual constituyó la primera obra con la que Petróleos Mexicanos pretendió hacer una óptima explotación del único megayacimiento del país en aguas someras de la Sonda de Campeche. Se constituyen ahí nuevas plataformas de perforación, enlace y habitacionales así como nuevos complejos de producción, ductos y equipos de compresión de gas.



Figura 2.2. Unidad Flotante de Procesamiento.

En la actualidad, la Sonda contiene la colocación de aproximadamente 3,300 kilómetros de ductos, la construcción de más de 250 plataformas marinas y la modernización de la infraestructura existente, así como el arrendamiento de dos Unidades Flotantes de Procesamiento (UFP) en alta mar.

Tabla 2.1. Diferentes plataformas existentes en la Sonda de Campeche.

Tipo de Plataforma	Cantidad existente en la Sonda
Fijas de Perforación	115
Recuperadoras de pozos	58
Fijas de Producción	18
Fijas de Compresión	11
Fijas de Enlace	16
Fijas Habitacionales	22
Semisumergibles (perforación)	4
Autoelevables (perforación)	30
Semisumergibles (mantenimiento)	6

La Sonda de Campeche, que contiene cerca del 46% de las reservas probadas, ha adquirido una importancia de primer orden no sólo para el sector energético, sino para el país en general. Además, esta zona aporta el 70% de la producción total de crudo y el 31% del gas.

La tecnología aplicada para el desarrollo de las instalaciones marinas de la Sonda tuvo que ser asimilada en un corto plazo, puesto que así lo exigió la industria petrolera del país.

Por eso, durante los 2 primeros años del desarrollo de la Sonda de Campeche no fue posible efectuar la fabricación de las plataformas en el país, puesto que no existía la infraestructura requerida; por tal motivo se tuvo que recurrir al apoyo internacional. Durante ese periodo la fabricación y la ingeniería, tanto básica como de detalle, se realizaron respectivamente por profesionales y empresarios de México, se tuvieron que definir estrategias visionarias, tales como: apoyo al desarrollo de tecnologías con mira a su rápida aplicación en proyectos de ingeniería, estímulo y motivación a inversionistas para su incorporación de generación de infraestructura, y concertación de sus productos y capacidad instalada, de acuerdo con los requerimientos de la industria petrolera.

Se llevó a cabo un estudio y verificación de áreas propicias para construir el tipo de estructuras en toda la costa del Golfo de México. Se requería que estas áreas cumplieran con infraestructura como vías de comunicación marítima, férrea, terrestre, aérea, así como energía eléctrica, disponibilidad de personal técnico especializado y el desarrollo urbano necesario para alojar a toda esta fuerza de trabajo.

Los resultados que finalmente se obtuvieron del estudio llevan a PEMEX a decidir asentarse en las áreas de Tampico y Tuxpan. Las porciones de terreno que desde su origen se seleccionaron se les llaman Patios de Fabricación mismos que quedaron ubicados en las márgenes izquierda y derecha del río Pánuco, río que limita los estados de Tamaulipas con el de Veracruz y en Tuxpan en la margen derecha del río Pantepec (Veracruz).

Después de 15 años de haberse iniciado la actividad petrolera en la Sonda de Campeche, la asimilación de tecnología fue total. Las instalaciones se diseñan, fabrican, equipan e instalan con una integración nacional del orden del 80%. Solo se recurre al extranjero en la adquisición de equipos muy especializados que, por la magnitud de su demanda actual, no sería rentable producir. Por otra parte, en lo referente a la tecnología, se tiene acceso a la más adelantada en el nivel mundial, y se cuenta con los expertos para su aprovechamiento e incorporación en beneficio de las instalaciones nacionales.

2.2 SISTEMA ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA

Una plataforma marina se describe como una instalación industrial localizada costa afuera, cuya función original fue la extracción del petróleo y gas natural de los yacimientos del lecho marino.

La estructura de una plataforma marina fija al fondo del océano está constituida de acero, compuesta de marcos, vigas, columnas, arriostramientos, elementos diagonales y puntales principalmente; que dan soporte a los diferentes equipos, herramientas y personal que desarrolla la explotación de hidrocarburos costa afuera. Su comportamiento estructural está gobernada por la rigidez de todos sus miembros estructurales. Asimismo, la transmisión de todas las cargas ambientales, gravitacionales y accidentales que sufrirá la estructura durante su vida útil que serán transmitidos directamente al suelo marino a través de su sistema de cimentación.

Las plataformas marinas de acero tipo Jacket se caracterizan por encontrarse desplantadas sobre el suelo marino extendiendo su estructura hasta por encima de la superficie del NMM. La denominación de tipo Jacket (camisa) se le da debido a que sus piernas (elementos estructurales tubulares de acero) alojan a sus cimientos (pilotes de acero), que son los encargados de proporcionar el sustento para la estructura formando un sistema de protección o camisa.

Una plataforma marina fija se divide principalmente en tres partes: la cimentación a base de pilotes de fricción, la Subestructura que es lo que le da soporte a la Superestructura, siendo esta última parte lo que da soporte a su vez, a los diferentes equipos y módulos para la perforación, extracción y bombeo de los hidrocarburos principalmente.

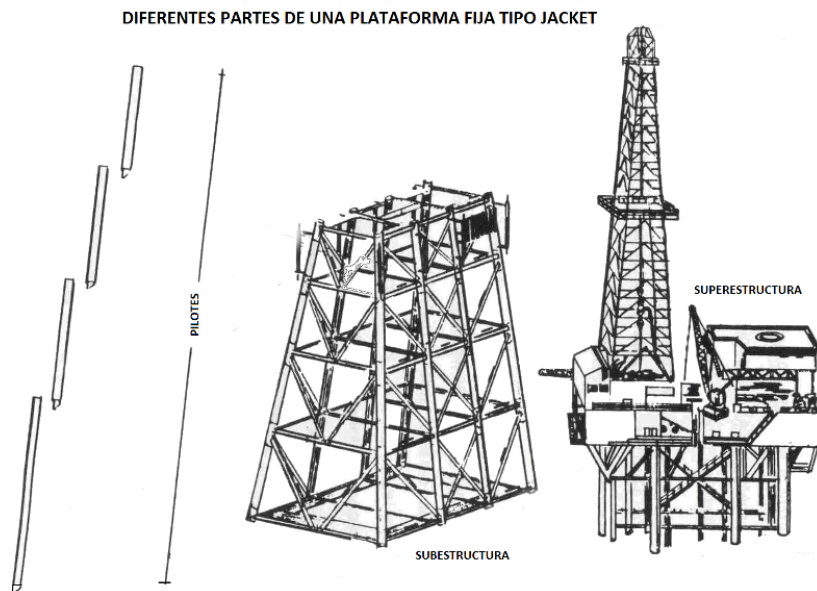


Figura 2.3. Plataforma marina fija tipo Jacket.

2.2.1 CIMENTACIÓN

Los pilotes están formados por elementos tubulares de sección circular, de punta abierta, y básicamente son la cimentación de la plataforma. Cada pilote consta de dos partes, una de ella se aloja en cada una de las piernas ó columnas de la Subestructura, fijándose a ésta en la parte superior de las mismas, en donde reciben la descarga de la Superestructura y los equipos, normalmente a esta unión se le conoce como Punto de Trabajo (PT), la otra parte se halla contenida en el lecho marino; la longitud de penetración a partir del lecho marino está en función de la capacidad del suelo y de la descarga de la Superestructura y los equipos.

Para plataformas con tirantes de hasta 150 metros es posible diseñar la cimentación por medio de pilotes alojados en las piernas (pilotes principales) y adicionalmente algunos llamados pilotes faldón, que son elementos tubulares de sección circular, pero a diferencia de los pilotes principales, se colocan por fuera y en la parte inferior de la Subestructura, y para profundidades superiores a 150 metros se requerirán de grupos de pilotes faldón en cada pierna.



Figura 2.4. Cimentación. Pilotes.

El pilote se hincan en el suelo marino por percusión, excepto el primer tramo que se introduce en el suelo por caída libre, requiriendo en la punta un bisel que favorezca el corte del terreno (zapata de hincado) facilitando la penetración.

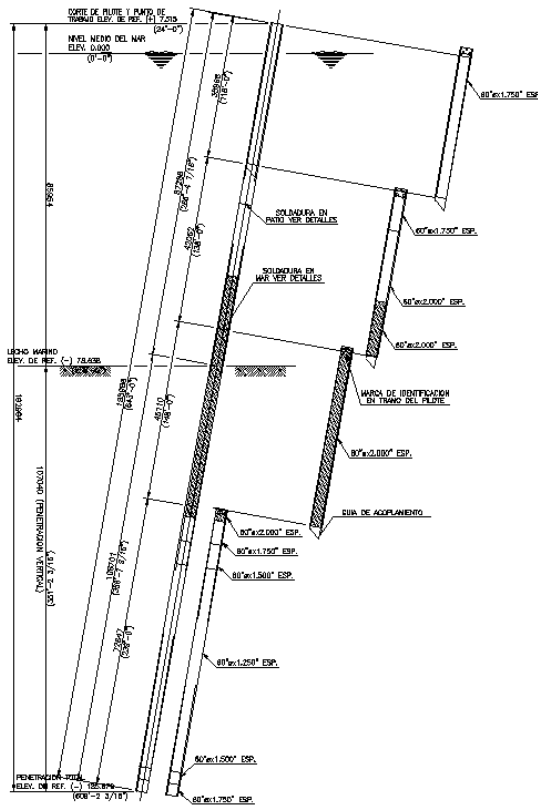


Figura 2.5. Arreglo de pilotes (plano).

El pilote se integra de varios segmentos con diferentes espesores y longitudes, de acuerdo a la magnitud de los elementos mecánicos que actúan sobre él. Por ejemplo, para una plataforma de producción, que soporta una carga grande por los equipos, tiene secciones de pilotes cuyo diámetro regular es de 60" y sus espesores oscilan entre 1¼" y 2", requiriéndose también por lo regular el empleo de aceros especiales (ASTM A-537 ó API espec. 2H Grado 50, $F_y = 50\text{Ksi}$ [$3,515\text{kg/cm}^2$]) en la zona donde los elementos mecánicos son máximos, para no tener que recurrir a diámetros y espesores muy grandes con acero ASTM A-36 ($F_y = 36\text{Ksi}$ [$2,530\text{kg/cm}^2$]).

Los segmentos que conforman al pilote se conectan con soldaduras de penetración completa, de acuerdo con los requerimientos del API RP 2A, en base a lo dispuesto por el código ANSI/AWS.

2.2.2 SUBESTRUCTURA (JACKET)

La Subestructura, también llamada Jacket, se integra totalmente por perfiles tubulares de sección circular. Su estructuración se basa en el empleo de elementos principales que constituyen sus piernas, interconectados y arriostrados por elementos de menor sección transversal, adoptando en conjunto la forma de una pirámide truncada que se desplanta al nivel del lecho marino y con una altura que la hace sobresalir del mar hasta una elevación apropiada para su conexión con los pilotes y la Superestructura.

La inclinación de las piernas, está dada por una relación (horizontal : vertical), ésta inclinación mejora las características de rigidez del conjunto y mejora la carga axial en los apoyos, en comparación con una estructura de piernas o columnas totalmente verticales.

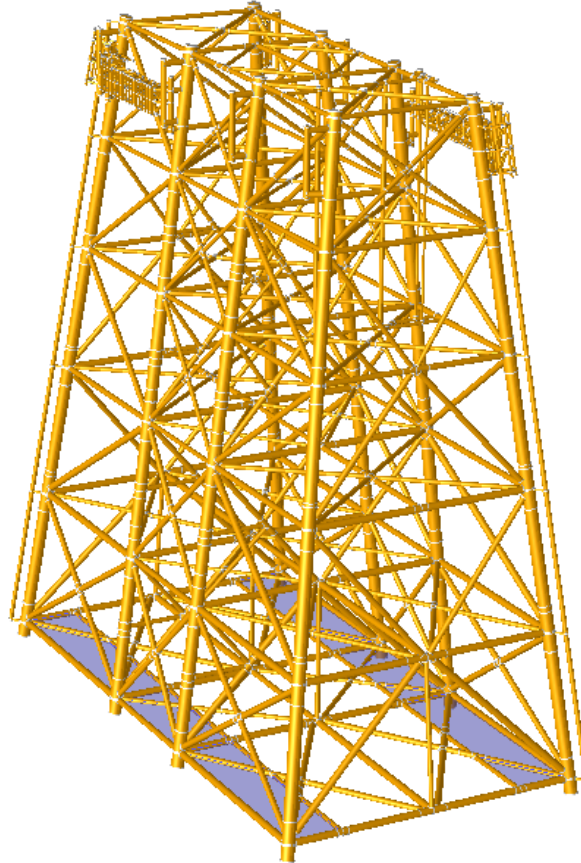


Figura 2.6. Octápodo ó subestructura de 8 piernas (isométrico).

En la práctica de diseño de plataformas, se ha comprobado que la relación de 1:8 (horizontal : vertical) para la inclinación de las piernas, es adecuada para los diversos tirantes de agua presentados en la Sonda de Campeche, por lo que se ha hecho extensiva esta práctica, originando también la estandarización y tipificación de diversos accesorios de la subestructura; estos accesorios se especifican más adelante en este mismo capítulo.

La Subestructura contiene en el interior de sus piernas, placas espaciadoras, que limitan la holgura existente entre el diámetro interior de éstas y el diámetro exterior de los pilotes, constituyendo puntos de contacto entre ambos elementos. Las placas espaciadoras se colocan en todas las elevaciones a lo largo de las piernas, coincidentes con los arriostramientos horizontales de la Subestructura.

La estructuración adoptada en la Subestructura y su participación en la estructura total, determina que sus elementos diagonales trabajen principalmente por carga axial (un 70% de su relación de interacción en promedio), mientras que los arriostramientos (elementos horizontales), la flexión es la predominante. Los diámetros empleados comúnmente para estos elementos son desde 18" hasta 36", fabricados en acero ASTM A-36. Los carretes y las columnas (piernas) del primer nivel de arriostramiento, son fabricados en acero especial ASTM A-537 ó API espec. 2H Grado 50. Los carretes son elementos con un espesor mayor, actúan como refuerzos locales en las piernas de la Subestructura para controlar los esfuerzos de punzonamiento.

Todas las conexiones de la Subestructura son soldadas y de penetración completa, correspondiendo a la clasificación del AWS y a los procesos de soldadura recomendados por este código.

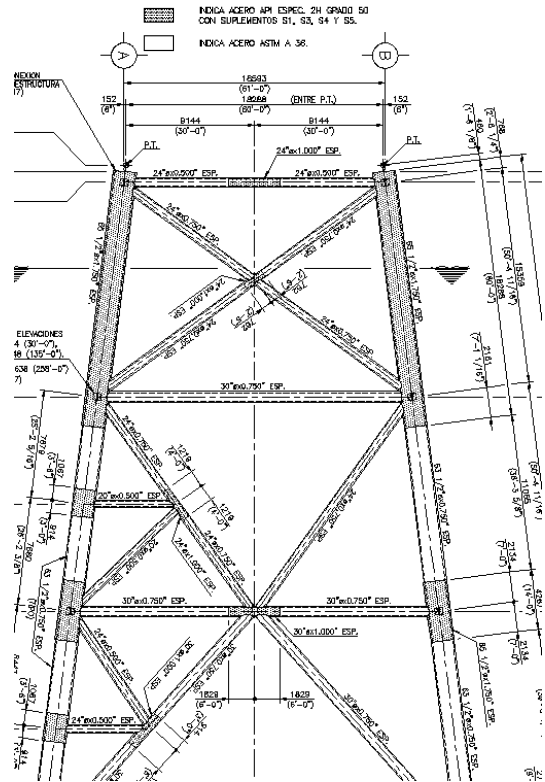


Figura 2.7. Elevación estructural de una subestructura eje transversal (plano).

2.2.3 SUPERESTRUCTURA (DECK)

La Superestructura ó Deck, la podemos definir como la estructura que da soporte y alojamiento a los diferentes equipos de operación a la que está destinada la plataforma (perforación, producción, almacenamiento, bombeo, habitacional, etc.).

Está formada por marcos rígidos con columnas de sección tubular circular, que se apoyan en los extremos superiores de los pilotes (PT) y están conectadas mediante un sistema de piso a base de traves principales y secundarias de sección "IR", fabricadas de tres placas, con peraltes, patines y espesores diseñados de acuerdo a la función y equipo que alojará la plataforma para la obtención de hidrocarburos. Las traves longitudinales son apoyadas lateralmente en todo su peralte por traves secundarias y son diseñadas con acartelamientos verticales en sus extremos, logrando con esto, una mayor área de cortante y módulo de sección necesarios por los requerimientos por flexión.

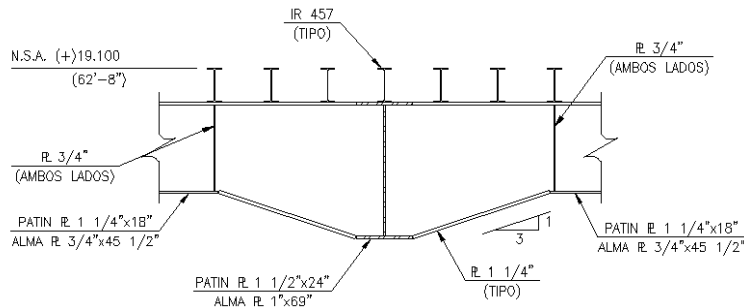


Figura 2.8. Acartelamiento.

La Superestructura se encuentra por encima de NMM. Normalmente cuenta con dos cubiertas: cubierta superior e inferior. El N.S.A. de la cubierta inferior se ubica en la elevación (+)19.100 m. (62' - 8") con respecto al NMM¹ para tirantes mayores a 25 m. de acuerdo a lo estipulado en la Norma de Referencia (NRF-003-PEMEX-2007 capítulo 8.3.1.3), bajo la consideración de que las traves de la cubierta y el equipo que aloja se mantienen por arriba de la cresta de una ola con período de retorno de 100 años. La elevación de la cubierta superior se establece en función de la altura libre requerida entre cubiertas para la instalación y operación de los equipos y módulos que alojará la plataforma.

Los patines superiores del sistema de piso, soportan a los largueros (elementos de sección IR, normalmente se utilizan perfiles IR 457x74.5kg/cm ó IR 254x44.8kg/cm) que impiden el pandeo lateral del patín superior de las traves principales en los puntos donde se conectan con ellas; los largueros son de acero rolado en caliente ASTM A-36. Normalmente, los patines superiores de los largueros soportan lateralmente elementos secundarios, (pueden ser de sección canal CE 254x22.76 u otra de tipo ligero) y sobre ellos se apoya la rejilla de soleras dentadas, que forman parte del sistema de piso.

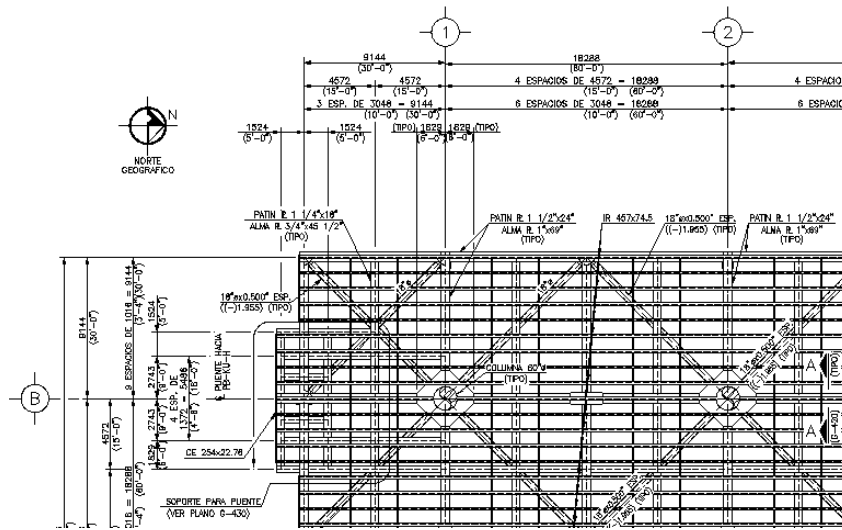


Figura 2.9. Planta estructural de un sistema de piso de una plataforma (plano).

El sistema de piso es complementado por elementos horizontales (arriostramientos) de sección tubular para restringir los desplazamientos relativos entre columnas; además el sistema de piso se soporta por medio de puntales, que son elementos diagonales de sección tubular. Los arriostramientos aumentan la rigidez de los marcos, en dirección horizontal "x", normalmente estos elementos son fabricados en acero ASTM A-36.

La figura 2.10 muestra la estructuración principal de una Superestructura para un octápodo, conformada por ocho columnas, vigas principales y secundarias tipo "IR", arriostramientos y puntales; el programa no modela los largueros y la rejilla, pero si toma en cuenta su peso para los diferentes análisis.

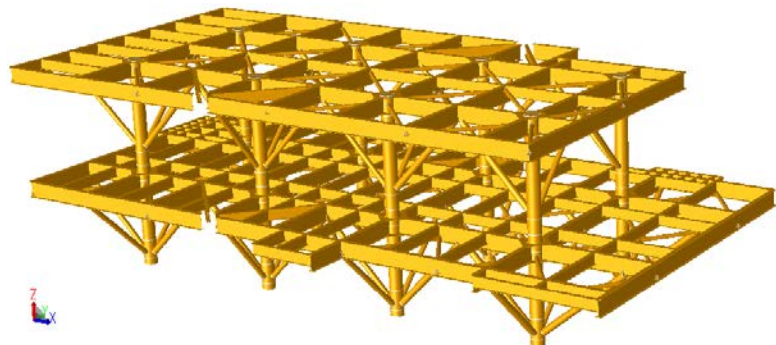


Figura 2.10. Superestructura (isométrico).

*Nota 1: esta elevación corresponde a la elevación del paño superior de las vigas del sistema de piso de la cubierta inferior de la plataforma.

El embarcadero debe de estar formado por una armadura tridimensional, sujeta por un marco principal a las piernas. Se deben emplear elementos de sección tubular y todos los extremos deben estar cerrados. Los elementos tubulares verticales frontales deben estar llenos de concreto con un $f'c = 9,80 \text{ MPa}$ (100 kg/cm^2) y estar provistos de dispositivos "rubstrip" (tira de caucho que debe proporcionar una superficie de contacto en el atracadero, dándole protección a las embarcaciones cuando atracan), este aditamento debe prever la raspadura y el deterioro del recubrimiento anticorrosivo de miembros estructurales y embarcaciones en servicio.

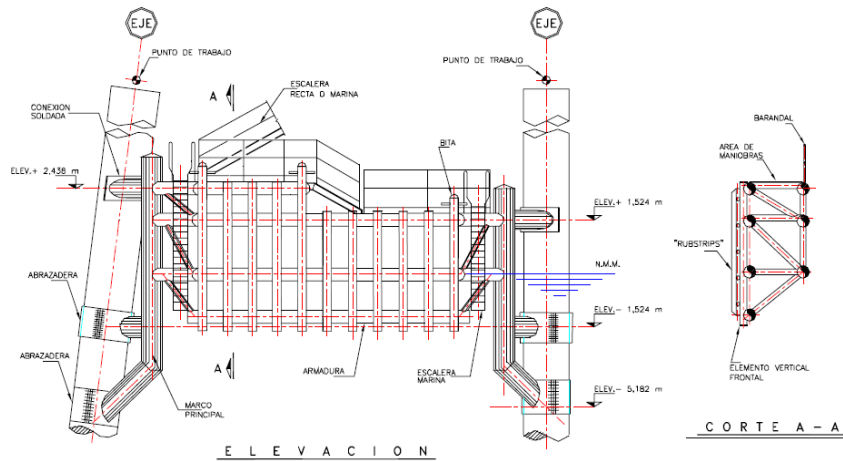


Figura 2.12. Embarcadero (NRF-173-PEMEX-2009).

Además, debe contar con dos escaleras marinas, un área de maniobras cubierta por rejilla y una escalera fija o marina que permita el acceso a los pasillos de la primera planta de la Subestructura.

Para el diseño estructural del embarcadero, se debe considerar el impacto de una embarcación de costado a cero grados y a 45 grados.

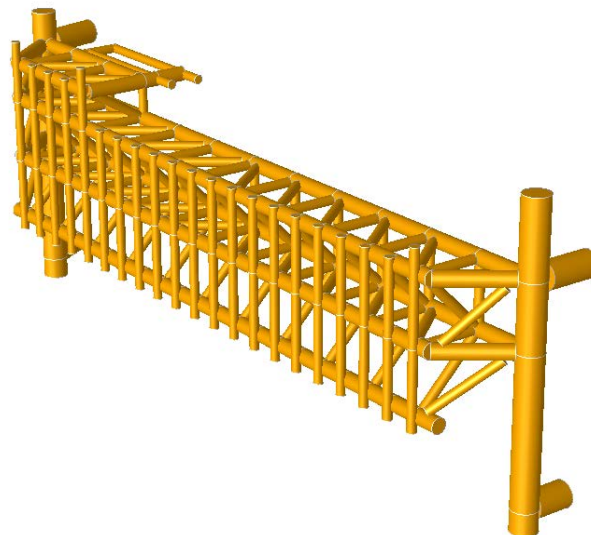
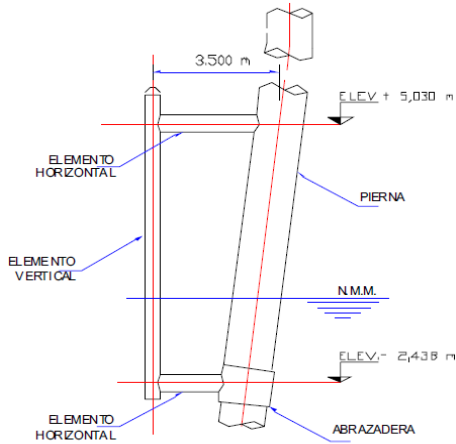


Figura 2.13. Embarcadero (isométrico).

DEFENSAS PARA PIERNAS

Es un dispositivo modular compuesto de dos elementos horizontales y uno vertical. Los elementos horizontales deben ser fijados a la pierna de la estructura, ambos elementos horizontales, a su vez se fijarán al vertical.



Las defensas deben estar equipadas con un sistema disipador de energía conformado por material elastómero (amortiguadores), con capacidad de absorción de 90 ton-ft. Normalmente se ubican en los dos elementos horizontales de la defensa.

Adicionalmente, la defensa de pierna debe contar con un aditamento de sujeción, que impida su desprendimiento o pérdida, normalmente se utiliza una cadena galvanizada con eslabones de 1" y sujeta en cada extremo por medio de dos grilletes de 1" con pasador roscado.

Figura 2.14. Defensa de pierna, elevación (NRF-173-PEMEX-2009).

DEFENSAS PARA DUCTOS ASCENDENTES

El ducto ascendente es la parte de la línea que se apoya en la pierna de la plataforma. En su extremo superior se conecta a la tubería sobre cubierta, usualmente en la conexión con el cople aislante o monoblock, y en su extremo inferior se conecta a la curva de expansión mediante una brida de anillo giratorio, en la proximidad del lecho marino.

La curva de expansión, como su propio nombre indica la función estructural que desempeña esta parte de la tubería submarina, ya que debe proporcionar a la línea la flexibilidad necesaria para abatir los esfuerzos originados por la expansión de la línea regular (debido a la operación y temperatura) en su cambio de dirección para arribar a la plataforma.

La línea regular es la parte de la tubería que se apoya en el terreno, ya sea sobre el lecho marino (Tubería Superficial) o por debajo de éste (Tubería Enterrada). Su longitud puede ser desde cientos de metros, hasta cientos de kilómetros.

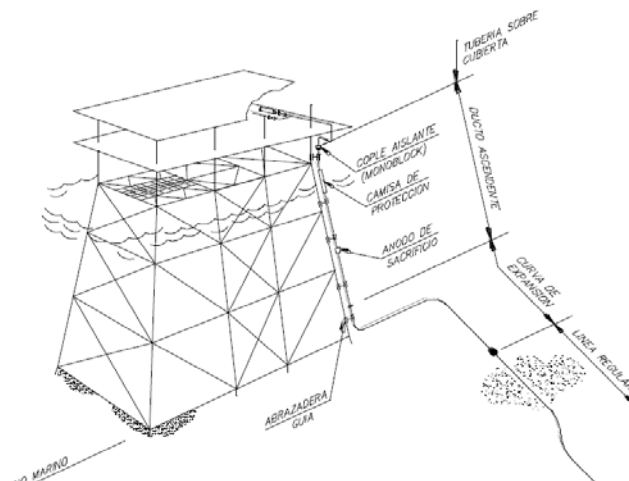


Figura 2.15. Arreglo de una tubería submarina.

La defensa debe estar formada por una armadura semicircular que envuelve al ducto ascendente, por medio de elementos tubulares con extremos cerrados con placas, los componentes verticales deben ser paralelos a la pierna, los elementos frontales deben rellenarse de concreto con un $f'c = 9,80 \text{ MPa}$ (100 kg/cm^2).

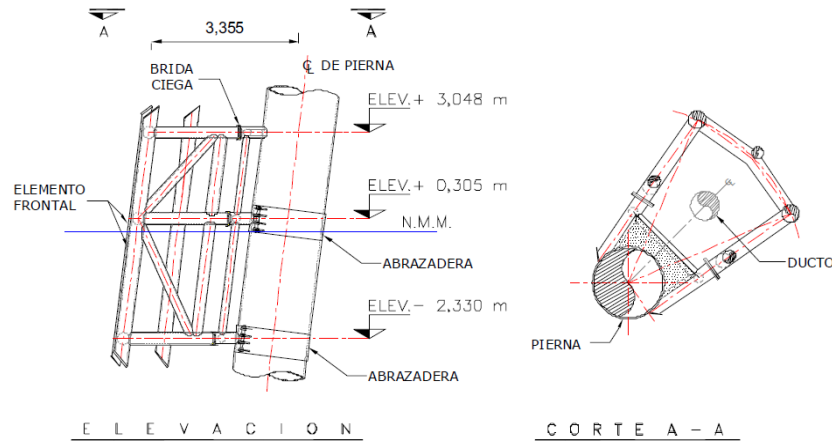


Figura 2.16. Defensa de ducto ascendente. (NRF-173-PEMEX-2009)

ÁNODOS DE SACRIFICIO

La protección contra la corrosión de la Subestructura corresponde a las zonas en que esta se divide para tal efecto, normalmente son tres: zona de mareas (oleaje y salpicaduras), zona sumergida y zona atmosférica.

En las estructuras y tuberías de acero en zona sumergida, existen varias formas de corrosión, producidas por diferentes causas que inciden en el deterioro del metal.

La protección catódica se fundamenta en el principio de la corrosión galvánica; el ánodo de sacrificio es un metal con potencial de oxidación mayor que el de la estructura metálica por proteger, de tal forma que al emitir corriente de protección, éste se consume, de ahí su nombre de sacrificio. La protección catódica se diseña conforme a lo estipulado en la Norma de Referencia NRF-047-PEMEX-2007.

La zona de mareas y oleaje se encuentra por lo regular entre el NMM y la elevación (-) 3.048m (10' - 0") y la zona de salpicaduras entre el NMM y la elevación (+) 4.572m (15' - 0"), marcando los límites de las zona sumergida y la atmosférica respectivamente.

La protección empleada en la zona de mareas y salpicaduras, al igual que la atmosférica, es a base de recubrimientos aplicados sobre la superficie limpia, a metal blanco, durante la construcción de la estructura en el patio de fabricación, es de color amarillo generalmente.



Figura 2.17. Accesorios de la subestructura.

PLACA BASE

Para llevar a cabo el hincado de pilotes, que constituyen la cimentación definitiva de la plataforma, es necesario que la Subestructura se apoye temporalmente sobre el suelo marino, requiriendo para ello una sustentación a base de placas de acero, que proporcionen estabilidad ante las condiciones de carga de oleaje y peso propio de la estructura.

Los elementos estructurales de esta cimentación, son placas de acero y algunos arriostramientos que se sueldan a las piernas de la Subestructura.



Figura 2.18. Placa base de una subestructura.

SISTEMA DE FLOTACIÓN



Figura 2.19. Tapa superior.

Consiste en elementos estructurales, que dan flotabilidad (buoyancy) a la Subestructura después de lanzarla al mar. Principalmente el sistema lo forman las tapas de las piernas, válvulas que permiten el flujo de agua o aire al interior de las piernas y, si es necesario, tanques de flotación.

Las tapas superiores de las piernas son elementos planos constituidos por placa de aceros A-36, colocados en el extremo superior de cada pierna de la Subestructura, proporcionando hermeticidad a las piernas.

Las tapas inferiores de las piernas se diseñan con forma y dimensiones de tal manera que después de cumplir con su cometido (hermeticidad), permitan su rompimiento al ser golpeadas por la punta del primer tramo de pilote, en la etapa inicial de hincado.

La tapa de sello inferior, debe diseñarse con una placa de acero con geometría semielíptica con muescas o un diafragma de neopreno con forma de domo que resista la presión hidrostática correspondiente al tirante de agua en el sitio de instalación.

Este primer tramo del pilote hincado se coloca por caída libre (peso propio), por ello las tapas deben cumplir con las características mencionadas.



Figura 2.20. Tapa inferior.

Con el análisis de flotación, se determina si es necesaria la colocación de tanques de flotación (número de tanques y su zona de fijación). Los tanques son elementos tubulares de acero, sellados para lograr hermeticidad y lograr la flotabilidad deseada de la estructura, una vez que fue lanzada al mar.

Por medio de válvulas, colocadas en las piernas, se permite el paso de agua y/o aire para alcanzar la estabilidad requerida de la estructura y facilitar la maniobra de izaje para su instalación en el sitio.



Figura 2.21. Tanques de flotación.

OREJAS DE IZAJE / ARRASTRE

La Subestructura debe ser provista de elementos a partir de los cuales pueda sujetarse y manipularse durante las maniobras de izaje y arrastre-embarque. Estos elementos transmiten los esfuerzos generados durante estas maniobras a la estructura; sirven de amarre para los cables que izarán la Subestructura, una vez que fue lanzada al mar, para girar a la Subestructura a su posición vertical y para mantenerla suspendida en esta posición durante su correcta instalación en el sitio, con ayuda de una grúa de instalación. Las orejas se colocan en el extremo superior de las piernas interiores.

Las orejas de arrastre tienen la función de sujetar los cables que sirven para tirar de la Subestructura para su embarque y lanzamiento del chalán de carga, mediante un sistema de cables, poleas y malacates con objeto de deslizarla.

VIGAS DE DESLIZAMIENTO



Figura 2.22. Arreglo de viga de deslizamiento.

Es un sistema constituido por dos vigas de acero, donde cada una se compone de una cama de placas conectadas a un arreglo de polines de madera, sobre el cual se inicia la fabricación de la Subestructura. Otra de sus funciones principales es dar apoyo a la Subestructura durante su fabricación.

El sistema constituye un esquí para el deslizamiento de la Subestructura durante las maniobras de arrastre-embarque y lanzamiento. El arreglo de polines de madera proporciona un material de contacto entre la estructura y las traves de concreto reforzado sobre las que se apoya y desliza.

A continuación se describen las características y funciones principales de los accesorios que complementan el diseño de la Superestructura.

- Rejilla
- Barandales
- Escaleras y pasillos
- Orejas de arrastre y muñones de izaje.

REJILLA

La rejilla es la parte superior del sistema de piso de la Superestructura, está formada a partir de soleras dentadas de acero de 3/16" x 1¼" galvanizada. Normalmente su peso (para análisis) se considera de 45 kg/m² (0.0092 kip/ft²).

Su función es dar soporte al personal que labora sobre las cubiertas y algunos equipos pequeños que se apoyan sobre ella, la rejilla toma esta carga y la reparte hacia los largueros que a su vez, la transmiten hacia las vigas principales del sistema de piso.



Figura 2.23. Rejilla sobre cubierta.

BARANDALES

Debe proporcionar seguridad y protección al personal cuando circule cerca de los perímetros externo e interno de las cubiertas y en las escaleras de la plataforma.

El proceso de diseño y estructuración de los barandales, debe desarrollarse secuencialmente para determinar su propuesta de estructuración, por lo cual, los barandales deberán contar con las dimensiones y capacidad suficiente para resistir los esfuerzos a los que serán sometidos durante su vida útil, así mismo, transmitir adecuadamente los esfuerzos actuantes máximos a los elementos estructurales de la Superestructura.

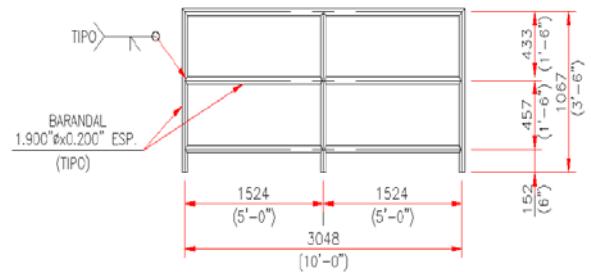


Figura 2.24. Esquema de un barandal (tablero doble).

En la figura 2.24 se muestra el esquema más usado para los barandales correspondientes a una plataforma marina. Normalmente las dimensiones se manejan en milímetros y entre paréntesis se ponen en pies-pulgadas, indicando el diámetro y espesor del perfil y la simbología de su soldadura.

ESCALERAS Y PASILLOS

El proceso de diseño y estructuración de escaleras debe considerar escaleras de rampa y marinas donde se requiera.

Las escaleras de rampa se deben diseñar con una carga viva de 500 kg/m², estar constituidas de escalones de rejilla electroforjada de acuerdo a la NAAMM MBG 531 o equivalente, galvanizados por inmersión en caliente de acuerdo a NMX-H-074-1996 y complementándose con el ASTM-A 153 o equivalente y fijadas con tornillos a las alfaradas, los tornillos deben ser cadminizados. Deben tener un ancho mínimo de 914 mm (36 in), un peralte de 180 mm (7 in) y huellas de 250 mm (10 in). Deben tener barandales fijos a cada lado de la escalera, los cuales deben estar constituidos de dos elementos longitudinales, el superior o pasamanos, el cual debe ubicarse a una altura de 1 050 mm (41.3 in) y la barra media o baranda, la cual debe ubicarse a una altura de 550 mm (21.7 in). La separación máxima de los postes verticales o balastros debe ser de 1500 mm (59.1 in). La sección tubular típica de los pasamanos y postes deben ser de diámetro 48 mm (1.9 in) y un espesor de 5 mm (0.2 in). La dimensión mínima de los descansos debe ser de 914 mm (36 in).

Las escaleras marinas (escalas fijas), se deben diseñar para acceso a plataformas de mantenimiento o de acceso a válvulas, para los recipientes que así lo requieran y en general para todo tipo de subniveles, cuando el espacio no permita usar una escalera de rampa.

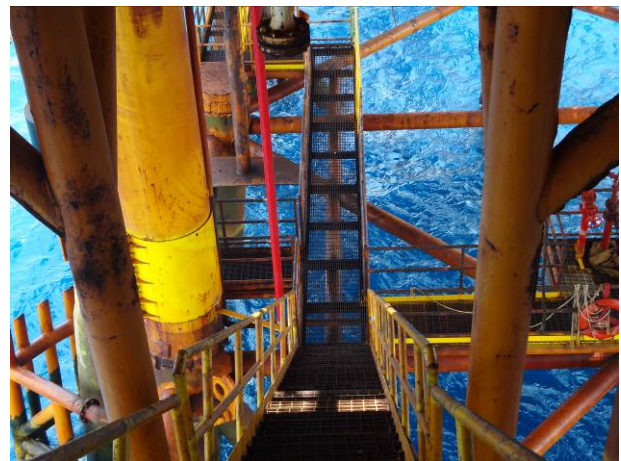


Figura 2.25. Escaleras, pasillos y barandales.

OREJAS DE ARRASTRE Y MUÑONES DE IZAJE

Las orejas y muñones para izaje, son accesorios que permitirán izar las estructuras para ser colocadas en su posición final, en las maniobras de instalación en el mar.

Para el diseño de orejas y muñones se deben aplicar las siguientes consideraciones de carga:

- Una fuerza accidental del 5 por ciento de la carga estática del cable, aplicada simultáneamente con la carga estática del cable. Esta fuerza se debe aplicar perpendicularmente a la oreja en el centro del perno del grillete.
- A la carga estática se le debe de aplicar un factor de carga dinámica de 2.00 para la oreja y muñón de izaje.

En el diseño de las orejas, muñones y de sus componentes, los esfuerzos de trabajo que resulten de la aplicación de las cargas deben ser menores o iguales a los esfuerzos permisibles establecidos en el Manual de Construcción en Acero del IMCA y las recomendaciones prácticas de diseño del API RP 2A-WSD o equivalente.

El diseño de las orejas y muñones para el izaje de la Superestructura, deberán cumplir con lo indicado en la Norma de Referencia NRF-041-PEMEX-2007 "CARGA, AMARRE, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PLATAFORMAS COSTA AFUERA".



Figura 2.26. Oreja de arrastre de una superestructura.

2.2.5 SUBNIVELES



Figura 2.27 Mezzanine o subnivel.

Las plataformas, en su mayoría, cuentan con uno o más subniveles, también conocido como mezzanine, para soporte de algún equipo o tubería que va por debajo de la primera cubierta de la Superestructura. Su estructura son perfiles tubulares que sirven como columnas que transmiten la carga del subnivel al sistema de piso de la cubierta inferior, su sistema de piso son largueros de sección "CE" o "IR" y rejilla galvanizada.

En la figura 2.27 se observa un mezzanine debajo del tanque de color blanco.

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN FUNCIÓN DEL USO

Para la extracción del petróleo mediante técnicas de perforación en el mar, se emplean diferentes tipos de plataformas marinas, las cuales se clasifican en 2 tipos; por su estructuración (No. de piernas) y el tipo de servicio que ofrecen. La tabla 2.2 muestra las distintas clasificaciones de las plataformas existentes en la Sonda de Campeche.

Tabla 2.2. Clasificación de Plataformas fijas tipo Jacket.

	Clasificación		No. de piernas
Plataforma marina fija de acero tipo Jacket	<i>Estructuralmente</i>	Trípodos Seapony's	3
		Tetrápodos Seahorse	4
		Hexápodos	6
		Octápodos	8
		Dodecápodos	12
	<i>Tipo de Servicio</i>	Perforación	
		Producción	
		Compresión	
		Enlace	
		Rebombeo	
		Habitacionales	
		Telecomunicaciones	
		Generación eléctrica	
		Inyección	
Soporte de Puentes			
	Soporte de Quemador		

El complejo de Ku-Maloob-Zaap cuenta en la actualidad con 31 plataformas marinas de las cuales 2 son plataformas de enlace, 5 habitacionales, 18 de perforación, 5 de producción y 1 de telecomunicaciones. Ku Maloob Zaap cerró el año 2010 con 146 pozos en operación.



Figura 2.28. Complejo de plataformas marinas. (Ku-Maloob-Zaap).

Los complejos de producción son por lo general, un grupo de plataformas fijas comunicadas entre sí por medio de estructuras (puentes), que permiten el tendido aéreo de tuberías que transportan los hidrocarburos, así como el libre acceso del personal que ahí labora. Un complejo normalmente está integrado como lo muestra la figura 2.29.

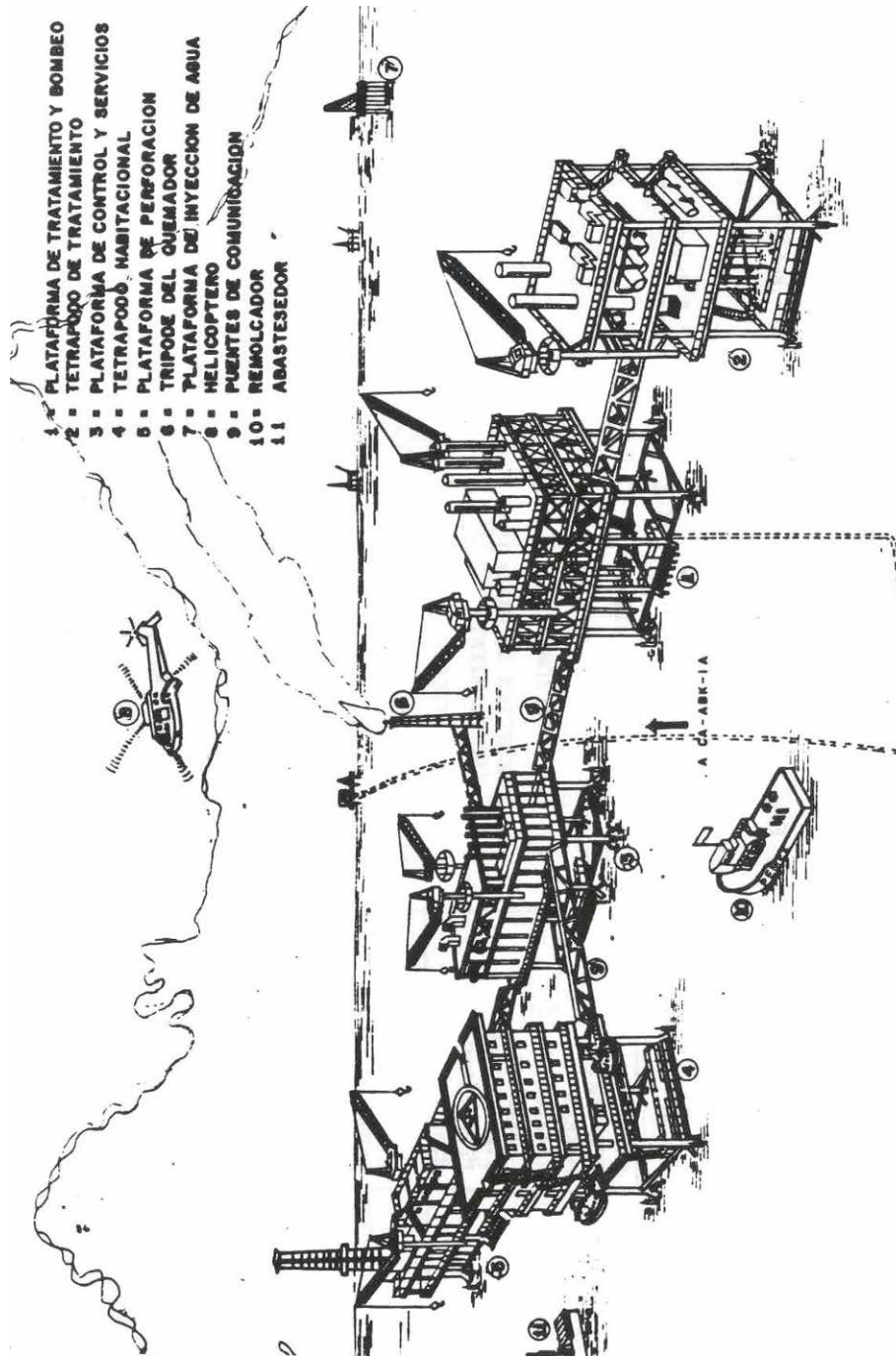


Figura 2.29. Esquema conceptual de las diferentes plataformas que existen en un complejo.

2.3.1 PLATAFORMA DE PERFORACIÓN

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

Este tipo de plataformas dispone casi siempre de 12 conductores de 30" de diámetro, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. El número de pozos lo determinan las Bases de Usuario provistas por PEP.

Cuando se encuentra debidamente instalada la Superestructura, se procede a marcar sobre las cubiertas las zonas donde van a estar localizados los paquetes de perforación, mismos que deberían de colocarse en tres niveles: inferior, intermedio y superior sobre cubierta. La paquetería a la que se hace referencia son los equipos básicos para una plataforma de perforación, éstos lo conforma el módulo habitacional, el módulo de compresión, el módulo de generación, deshidratadoras, turbobombas, etc.

El peso estimado de una plataforma de este tipo es de 3,000 toneladas (6,600 kips), que incluye las tres partes principales de la plataforma (Sub y Superestructura y pilotes) sin equipo de perforación.



Figura 2.30. Plataforma de perforación (PP-Zaap-C).

Dentro de las plataformas de perforación, existen las plataformas satélites, llamadas así por encontrarse alejadas del complejo de producción, puede ser cualquiera de las plataformas fijas que contenga pozos en explotación: es decir, que estén conectadas al complejo de producción mediante líneas submarinas.

2.3.2 PLATAFORMA DE PRODUCCIÓN

Su primordial función consiste en separar el gas del crudo y bombear este último a tierra o hacia una plataforma de rebombeo.

Las plataformas de producción instaladas en la Sonda de Campeche están diseñadas para procesar una cantidad del orden de 160 mil barriles por día, producción que se recibe de la plataforma de enlace a través de ductos. El crudo extraído del yacimiento es común que venga acompañado de agua y gas, los cuales es recomendable separarlos cercanos al área de producción con el fin de distribuirlos para su comercialización o refinación con un menor riesgo.

Estas plataformas cuentan con equipos de separación de tres fases, lo que quiere decir que separan el gas, agua y crudo. Dependiendo del tipo y la cantidad de crudo se hace intervenir un segundo separador de segunda etapa. Esta separación se efectúa por medio de golpeo del fluido, durante el proceso, se inyectan productos químicos en el flujo de crudo para evitar la espuma así como la corrosión y su fácil separación.



Figura 2.31. Plataforma de producción (PB-Zaap-C).

La plataforma de producción tiene la flexibilidad de enviar el gas separado a una plataforma de compresión o al propio quemador. Parte del gas separado se toma para deshidratarlo, endulzarlo y usarlo como combustible de sus propios turbogeneradores y turbobombas.

El crudo una vez separado es transportado por un conjunto de motobombas que lo bombean a alta presión hacia la plataforma de enlace y que por medio de ductos marinos finalmente se envían a un buque tanque para su exportación o a instalaciones en tierra para su refinación.

2.3.3 PLATAFORMA DE COMPRESIÓN

Las plataformas que se tienen en la Sonda de Campeche, normalmente cuentan con cuatro módulos de compresión de gas con capacidades que normalmente se encuentran en los 90 MPCD, de los cuales tres se encuentran trabajando permanentemente y uno permanece en espera o en mantenimiento, así una plataforma de compresión tiene una capacidad de compresión de alrededor de 270 MPCD.

Además del equipo de compresión, la plataforma cuenta con una planta deshidratadora y endulzadora para convertir el gas amargo y así aprovecharlo como combustible en sus equipos de generación y compresión.

2.3.4 PLATAFORMA DE ENLACE

Su función, como su nombre lo indica, es servir de enlace entre plataformas de perforación y producción.

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



Figura 2.32. Plataforma de Enlace. (PE-Abkatún-A)

Toda esta recepción y envío se hace a través de ductos submarinos, así como cabezales de distribución y algunos equipos especializados ubicados en este tipo de plataformas. Un equipo especializado que se encuentra instalado en este tipo de plataformas, son las "trampas de diablos" o "pig", que son tapones que viajan dentro de los ductos, utilizados para diferentes funciones como la limpieza de los ductos y hacen mediciones del espesor del ducto para conocer la corrosión principalmente, entre otras funciones.

2.3.5 PLATAFORMA DE REBOMBEO

La función específica de este tipo de plataformas marinas, es aumentar la presión y capacidad de transporte de crudo, por ello, se colocan entre las plataformas de enlace y la costa.

Esto se logra con turbinas de gas, que accionan las bombas instaladas en las plataformas.

Existe una plataforma de rebombeo instalada en la Sonda de Campeche, en el punto medio entre el Puerto petrolero de Dos Bocas, Tabasco y el Campo Akal. Como se explica anteriormente, esta plataforma tiene la función de rebompear el crudo de los 3 oleoductos de 36" Φ que van a tierra. Este bombeo se realiza a través de ocho turbobombas con motores de combustión interna con un gasto de 100 mil Barriles por día cada una, lo que suma una capacidad instalada de 800 mil barriles de crudo diario.

2.3.6 PLATAFORMAS HABITACIONALES

Debido a que los equipos instalados en las plataformas necesariamente tienen que ser operados por técnicos y personal especializado, es necesario instalar una plataforma que dé alojamiento y servicios a este personal.

Las plataformas habitacionales soportan módulos de vivienda, estos módulos tienen la función de dar alojamiento al personal que labora en todas las instalaciones costa afuera. Este tipo de plataformas cuentan con todos los servicios básicos necesarios para el descanso y confort del personal.

Los servicios principales con los que cuenta una plataforma habitacional son: helipuerto, sala de televisión, control de vuelos y embarques, dormitorios, baños, cocinas, comedor, clínicas médicas, gimnasio, aire acondicionado, bibliotecas, oficinas administrativas, etc.

Además este tipo de plataformas son autosuficientes, generan, a través de plantas de tratamiento, agua dulce y tratan las aguas negras para poder verterlas al mar. Semanalmente una embarcación provee de alimentos perecederos a las plataformas y recolecta los residuos sólidos.



Figura 2.33. Plataforma Habitacional. (HA-Abkatún-A)

2.3.7 PLATAFORMAS DE TELECOMUNICACIONES

Estos trípodes soportan la torre de comunicaciones junto con su módulo, también aloja los radares, pudiendo desarrollar alguna otra función de servicios que no peligre con la tarea de dar comunicación entre las instalaciones costa afuera, el personal e instalaciones en tierra.

Las comunicaciones telefónicas entre plataformas se basan en un sistema de microondas. Además de lo anterior, las plataformas de comunicaciones también están provistas de sistemas de radar que manda sus señales a una pantalla maestra, con la finalidad de tener un control de todas las embarcaciones que salen o llegan a la Sonda de Campeche y evitar colisiones con plataformas y se produzca alguna ruptura en los ductos submarinos por un mal manejo de las embarcaciones.

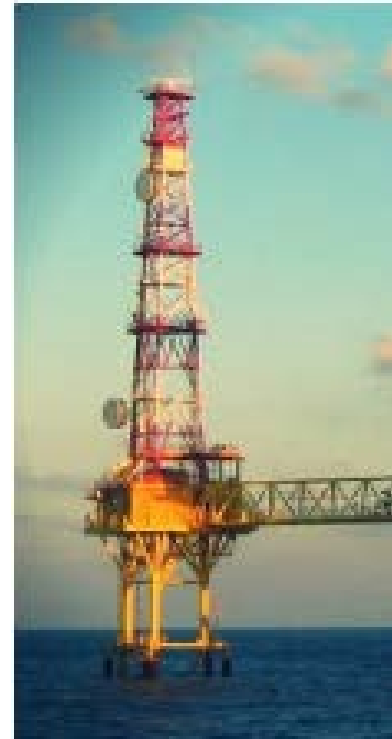


Figura 2.34. Plataforma de telecomunicaciones.

2.3.8 PLATAFORMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA



Figura 2.35. Plataforma de generación eléctrica (PG-Zaap-C).

La Sonda de Campeche cuenta con una plataforma de generación eléctrica para bombeo multifásico marino, única en su tipo.

La plataforma consta de tres fases, la primera inició en agosto de 2011, con la puesta en marcha del primer generador con capacidad de 24 megawatts y el circuito eléctrico de alta tensión de 34.5 kilovolts entre las plataformas PG-Zaap-C y PP-Maloob-B de casi 6 kilómetros, así como el primer paquete de bombas multifásicas de la plataforma de perforación Maloob-B.

Este proyecto cuenta con una red de distribución eléctrica que utiliza casi 30 kilómetros de cable submarino de alta tensión que interconecta al activo Ku-Maloob-Zaap con las plataformas periféricas.

La plataforma actualmente cuenta con una capacidad de generación de 72 megawatts, energía que se utiliza para operar el equipo de bombeo multifásico para el manejo de crudo en tres plataformas, además de realizar el bombeo centrífugo en cinco plataformas más del activo.

2.3.9 TRÍPODE PARA SOPORTE DE PUENTES Y TRÍPODE EXTREMO DEL QUEMADOR

El trípode para soporte, como su nombre lo indica, su función es dar soporte a los puentes de comunicación entre plataformas y también son la base para el quemador auto-soportado y quemador con soporte armadura (estructura entramada tipo torre), estos quemadores desarrollan fuego, por ello deben estar separados a una cierta distancia de la plataforma.

Esta distancia se calcula por medio de un estudio de radiación térmica, el cual, está en función del tipo de gases y su máximo volumen de desfogue a quemar. Cabe mencionar que la localización del quemador, también está en función de los vientos predominantes en la zona, así no se corre riesgos de que la flama alcance una parte de la plataforma. Normalmente el estudio de radiación arroja distancias cercanas a los 200m.



Figura 2.36. Trípode para soporte de puente y extremo del quemador.

Nota:

Se quema una parte del gas debido a que durante los procesos de perforación y producción no se puede almacenar el hidrocarburo que se procesa en el instante que se extrae o cuando se excede el volumen que se puede almacenar.

CAPÍTULO 3

3.0 RECOMENDACIONES, CÓDIGOS Y NORMAS QUE RIGEN EL DISEÑO DE PLATAFORMAS MARINAS EN EL GOLFO DE MÉXICO (CIVIL-ESTRUCTURAL)



La seguridad, como preocupación de diseño, tiene precedencia sobre todas las otras consideraciones de diseño. La seguridad de cualquier estructura depende, naturalmente, de las cargas subsiguientes; como la plataforma, después de su construcción, siempre estará sometida a cargas y no siempre del modo o manera con que fue diseñada, la definición de las cargas de diseño constituye un problema de estadística y probabilidad; esta parte del problema resultaría bastante subjetiva y produciría diseños extremadamente dispares, si no fuese por los códigos de construcción que se han desarrollado (y que en una forma u otra se usan casi universalmente).

Los códigos establecen límites mínimos requeridos o sugeridos en aquellos casos en que la seguridad constituye un factor importante por ello, a lo largo de este documento, se hace hincapié en seguir las normas de referencia, códigos y manuales sobre el diseño, cálculo, operación y construcción de este tipo de estructuras, ya que la categoría de una plataforma depende de la consecuencia de su falla; en términos generales, esta consecuencia se establece en función de la pérdida de vidas humanas, del impacto ambiental y del impacto económico que representa la falla estructural. Sin embargo, la filosofía de operación de PEMEX Exploración y Producción establece el cierre temporal de la producción y la evacuación del personal de las plataformas cuando se prevé la presencia de un evento ambiental extremo. Por lo tanto, el efecto predominante en la estimación de la consecuencia de falla es el impacto económico correspondiente al cese de la producción manejada durante el período de rehabilitación, incluyendo los costos de reparación, retiro y reemplazo de la estructura.

Las instalaciones marinas están sujetas a efectos ambientales extremos y a prácticas de operación propias, por lo que deben ser diseñadas o evaluadas de acuerdo con normas y estándares que reflejen estas características locales, así como las condiciones económicas propias del país lo permitan. Como resultado de extensivos estudios sobre el peligro ambiental, el riesgo y la confiabilidad estructural de plataformas que se han diseñado o construido en el Golfo de México, se establecen normas, códigos y recomendaciones para el diseño, construcción, instalación, inspección, mantenimiento y evaluación de plataformas marinas fijas.

En este capítulo se realiza una breve descripción de las normas relevantes y de los códigos cuya aplicación en el diseño y construcción de plataformas marinas en México es fundamental e indispensable, ya que constituyen en conjunto, la base y marco de referencia requeridos para el desarrollo de la ingeniería estructural especializada para este efecto.

Cabe mencionar que se trata de códigos y normas reconocidas internacionalmente, y de los cuales se ha comprobado su gran aplicación a las condiciones existentes para el diseño y construcción de plataformas marinas en el Golfo de México.

3.1 NORMAS DE REFERENCIA DE PEMEX

Los criterios transitorios de PEMEX son el resultado de aplicar los conocimientos adquiridos por la experiencia en la ingeniería costa afuera dentro del país, así como encausar las investigaciones y registros acumulados durante el desarrollo de la Sonda de Campeche para definir condiciones de carga, datos hidrodinámicos y condiciones con aplicación particular a esta zona geográfica.

PEP cuenta con aproximadamente con más de 300 Normas de Referencias, en las cuales se especifican los criterios con los cuales se debe trabajar la explotación de los hidrocarburos. A continuación se mencionan algunas Normas de Referencia que tienen aplicación directa en el diseño y construcción de las plataformas marinas, que sirven como guías para su correcto diseño, construcción, izaje, transportación, instalación, operación y revisión de las mismas.

3.1.1 "DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN EL GOLFO DE MÉXICO" (NRF-003-PEMEX-2007)

En su última edición publicada el 5 de Enero del 2008 ,de aplicación general, de carácter obligatorio y como su nombre lo indica, es la principal referencia de PEP, para el diseño y la evaluación de éstas estructuras, señala los lineamientos fundamentales, tales como su categorización basada en la producción, parámetros oceanográficos, meteorológicos e hidrodinámicos, parámetros sísmicos, crecimiento marino, elevaciones mínimas de cubiertas, factores de reserva, propiedades mecánicas del suelo, evaluación por oleaje, entre otros.

Esta norma señala los criterios a utilizar en el diseño y evaluación estructural tipo Jacket tomando en cuenta condiciones propias de las instalaciones tales como:

- Localización Geográfica.
- Solicitaciones Ambientales. (Operación y tormenta)
- Solicitaciones Estructurales. (Fatiga, Sismo Factores de Reserva de Resistencia para análisis sísmico y de colapso por tormenta.)
- Estabilidad durante la instalación, operación y en su caso desinstalación.

Los anexos de la Norma, presentan la información meteorológica y oceanográfica de fenómenos extremos (huracanes y tormentas) para diferentes campos y regiones en el Golfo de México, así como la distribución de frecuencias de la altura de ola significativa.

3.1.2 "CARGA, AMARRE, TRANSPORTE E INSTALACIÓN DE PLATAFORMAS COSTA AFUERA" (NRF-041-PEMEX-2007)

En su última edición publicada el 5 de Enero del 2008 ,de aplicación general, de carácter obligatorio y como su nombre lo indica establece los criterios que se deben cumplir en cuanto a diseño y/o revisión estructural de las operaciones de carga, transporte e instalación de una estructura marina, documentación y características de las embarcaciones, características de los equipos, diseño de elementos complementarios o auxiliares, documentación y procedimientos de inspección a la soldadura, planes de seguridad y de contingencia y registros entregables al finalizar los trabajos, así como el cumplimiento de los requerimientos técnicos y de la planeación de las operaciones para la carga, transporte e instalación de las estructuras bajo condiciones de seguridad.

3.1.3 "DISEÑO DE ACCESORIOS ESTRUCTURALES PARA PLATAFORMAS MARINAS" (NRF-173-PEMEX-2009)

En su última edición publicada el 7 de Junio del 2009, de aplicación general, de carácter obligatorio y como su nombre lo indica, ésta Norma de Referencia fija las características técnicas mínimas que se deben cumplir en el diseño de los accesorios estructurales de las plataformas marinas.

La mayoría de los accesorios que se tratan en esta norma, fueron descritos en el Capítulo 2.2.4 de este documento, sin embargo la norma señala más lineamientos para éstos y otros accesorios como:

- Defensas de las piernas de la Subestructura.
- Atracaderos/embarcaderos y sus defensas.
- Guía, el templete y el protector de conductores.
- Escaleras.
- Sistema de inundación.

- Tanques de flotación.
- Tapas superiores e inferiores de las piernas de la Subestructura.
- Mesa de estrobos.
- Tapas de sellos de las camisas de bombas.
- Soportes para camisas.
- Soportes para instalación de botes de salvamento.
- Apoyos para equipos.
- Apoyo de puentes.
- Plataformas de acceso.
- Trabes carril de polipastos.
- Sistema de pisos.
- Barandales.
- Soportes de quemadores.

3.1.4 "HELIPUERTOS DE ACERO EN PLATAFORMAS MARINAS FIJAS" (NRF-174-PEMEX-2007)

En su última edición publicada el 25 de Junio del 2013, de aplicación general, de carácter obligatorio, establece los requerimientos técnicos de diseño para la fabricación, arrastre, carga, transporte, levantamiento, instalación y condiciones de servicio del helipuerto de acero, involucra la cubierta, estructura de soporte, las escaleras de acceso y otros componentes estructurales del mismo.

Lo anterior debe considerar el diseño estructural por esfuerzos permisibles, condiciones metereológicas, cargas aplicables, análisis requeridos, sistemas estructurales, materiales.

3.1.5 "ACERO ESTRUCTURAL PARA PLATAFORMAS MARINAS" (NRF-175-PEMEX-2007)

En su última edición publicada el 25 de Junio del 2013, de aplicación general, de carácter obligatorio, establece la referencia aplicable para la fabricación y clasificación de acero estructural a ser utilizado en el diseño, fabricación y montaje de plataformas marinas que operan en el Golfo de México.

Los anexos de ésta Norma, contiene las principales características de los diferentes grados de aceros estructurales.

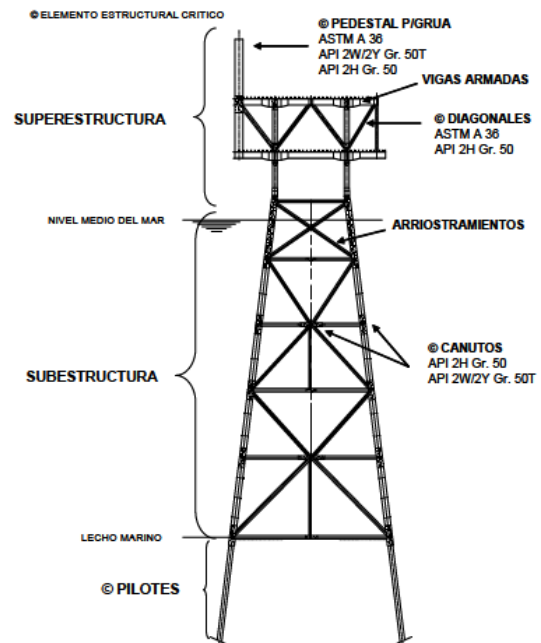


Figura 3.1. Representación esquemática de los diferentes elementos que conforman una plataforma.

3.2 PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA PLANEACIÓN, DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS

Estos documentos constituyen un marco de referencia durante la concepción y desarrollo de un proyecto de plataformas.

Es la base del Criterio Transitorio para el diseño y evaluación de plataformas marinas fijas, de PEMEX.

3.2.1 RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING FIXED OFFSHORE PLATFORMS- WORKING STRESS DESIGN. (API RP 2A-WSD)

Documento en su última edición publica el 2 de Octubre de 2007, contiene y describe los principios básicos que deben tomarse en cuenta en el diseño de plataformas costa afuera, dentro de su contenido describe:

- **Planeación.**
 - Sirve como guía para la realización de un proyecto nuevo, y si el caso lo amerita, la reinstalación de una plataforma, ayuda a la selección de la forma de la estructura evaluando las condiciones de operación y servicio de la plataforma.
- **Criterios de Diseño.**
 - Establece los criterios de diseño a utilizar en el diseño estructural de cualquier estructura costa afuera, tomando en cuenta parámetros estáticos y dinámicos de acuerdo a las condiciones de instalación.
- **Solicitaciones Estructurales.**
 - Establece los criterios estructurales mínimos para el diseño de una estructura destinada a trabajar en condiciones costa afuera, entre los elementos que describe esta sección se encuentran las consideraciones siguientes aplicadas a elementos estructurales:
 - Compresión Axial.
 - Fuerza Cortante,
 - Momento resistente.
 - Longitudes Efectivas
 - Fuerzas Hidrostáticas. (Elementos sumergidos).
- **Solicitaciones Ambientales.**
 - Destaca aquellas cuya importancia es relevante para el diseño de la estructura, como son las cargas ambientales (oleaje, mareas, viento y sismo), estableciendo, recomendaciones y parámetros que deben ser tomados en cuenta en el diseño de las plataformas.
- **Cimentación de la plataforma.**
 - Ofrece parámetros de acuerdo a las características del suelo y la determinación de su capacidad de carga, en combinación con los pilotes, así como el diseño de los mismos, considerando aspectos de fabricación, transportación e instalación.

- **Conexiones y juntas.**

- La verdadera resistencia de los elementos estructurales utilizando las recomendaciones descritas anteriormente, carecen de aplicación si no se tienen conexiones seguras y que resistan las cargas a las cuales estarán sometidos los elementos, finalmente esta sección ofrece recomendaciones para que los elementos cuenten con conexiones resistentes y estables.

- **Fabricación e Instalación.**

- Extiende recomendaciones para cada una de las diferentes etapas de diseño, construcción, transporte, izaje e instalación de las principales partes constitutivas de la estructura: Subestructura, Superestructura y Pilotes.

- **Inspecciones.**

- Ofrece recomendaciones para el control de calidad, inspección y pruebas que deben ser aplicadas a cada una de las especificaciones establecidas durante el diseño de una plataforma costa afuera.

3.3 AMERICAN WELDING SOCIETY (AWS)

La aplicación de este código en el diseño y construcción de las plataformas es fundamental, ya que el 100% de las uniones entre los elementos de la estructura son soldaduras.

Este código contiene la descripción de los conceptos involucrados en los procesos de soldadura estructural, así como la simbología de los diversos tipos de soldaduras para su representación en los planos del proyecto.

AMERICAN WELDING SOCIETY

Basic Weld Symbols and Their Location Significance								
LOCATION SIGNIFICANCE	FILLET	PLUG OR SLOT	SPOT OR PROJECTION	SEAM	FLASH OR UPSET SQUARE	V	BEVEL	GROOVE U
ARROW SIDE								
OTHER SIDE								
BOTH SIDES		NOT USED	NOT USED	NOT USED				
NO ARROW SIDE OR OTHER SIDE SIGNIFICANCE	NOT USED	NOT USED			NOT USED EXCEPT FOR FLASH OR UPSET WELDS	NOT USED	NOT USED	NOT USED

Figura 3.2. Tipos de soldaduras. AWS.

Establece los principales procedimientos para soldadura estructural, tales como arco sumergido, arco metálico protegido y arco metálico en gas inerte con fundente en el núcleo.

3.4 AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM)

Este conjunto de normas contiene especificaciones, métodos de prueba, definiciones y clasificaciones, relacionados con los aceros estructurales que se aplican en la construcción de plataformas marinas.

Con lo referente a la elaboración de los aceros estructurales, limita su producción a los procesos de oxígeno básico y horno eléctrico; y especifica de igual forma los tratamientos térmicos que deberán aplicarse.

3.5 IMCA - INSTITUTO MEXICANO DE LA CONSTRUCCIÓN EN ACERO

MANUAL DE CONSTRUCCIÓN EN ACERO

Aunque estas especificaciones son para diseño, fabricación y montaje de estructuras de acero para edificios, son aplicables al diseño de plataformas marinas de acero.

El manual tiene como base el Manual de Construcción en Acero del AISC (American Institute of Steel Construction). El contenido de este manual se encuentran definiciones detalladas de las propiedades geométricas y estructurales de perfiles existentes en el mercado estadounidense, especificaciones para diseño elástico y plástico, espesores mínimos de los perfiles (relación ancho/espesor), relaciones de esbeltez, tipo de conexiones, esfuerzos permisibles y fabricación del acero.

Las tablas de dimensiones y propiedades incluyen los perfiles más usados y comerciales en el ámbito:

- Ángulos "LI" y "LD".
- Perfiles "IE", "IR" e "IS".
- Perfiles "CE" y "CF".
- Perfil "TR".
- Tubo circular "OC", "OR" y "OS".
- Perfil "ZF".

Para fines de consulta de éstas normas, manuales y códigos, se pueden encontrar algunas referencias en la "Red" (Internet); pero para fines adquisitivos, PEP se encarga de proporcionar a las firmas de ingeniería las normas correspondientes al proyecto asignado.

CAPÍTULO 4

4.0 ANÁLISIS Y DISEÑO ESTRUCTURAL DE UNA PLATAFORMA MARINA FIJA, A SER INSTALADA EN EL GOLFO DE MÉXICO



4.1 BASES DE USUARIO

Petróleos Mexicanos proporciona a las firmas de ingeniería, bases de usuario para la elaboración de un proyecto de una plataforma, así los especialistas de cada disciplina, apoyados en estándares de ingeniería, elaboran anteproyectos de los diferentes sistemas para que posteriormente y en forma coordinada se integren entre sí por áreas, por niveles o módulos debidamente dimensionados.

A grandes rasgos, las bases de usuario se dividen en dos secciones, la información general de la obra y la información técnica de la obra, requerida por PEMEX, a continuación se enlistan alguna de la información que contiene unas bases de usuario expedidas por PEP.

Información General de la Obra:

- Nombre de la Obra.
- Justificación de la Obra.
- Lista de requerimientos.
- Descripción General de la Obra.
- Localización de la instalación.
- Observaciones (alcances de la obra, fechas de requerimiento, responsables del proyecto).
- Cuadro de firmas de Autorización.
- Control de cambios de la Obra.

Información Técnica de la Obra:

- Equipo y sistemas requeridos (equipos dinámicos, de proceso, de medición, sistemas de automatización, de seguridad y control, auxiliares y de telecomunicaciones).
- Configuración estructural de la obra (No. de cubiertas, de piernas y accesorios, etc.).
- Esquemas, croquis y mapas.
- Características de alimentaciones y productos (composición, flujo, calidad, etc.).
- Condiciones ambientales.
- Estudios Geofísicos y Geotécnicos (estudios de mecánica de suelos y topográficos).
- Requerimientos de certificación.
- Normas y códigos.
- Anexos.
- Datos adicionales (relación con otras obras, gestión de calidad, datos de operación, etc.).

También deben incluir los servicios requeridos para el proceso y operación de la misma, la flexibilidad en cuanto a sus funciones, que deberán tener las partes de la plataforma así como los equipos y tubería que la integren.

4.2 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

El procedimiento que rige el diseño de una estructura para las profundidades existentes en la Sonda de Campeche, consiste básicamente en 5 pasos principales. Los pasos del 2 a 4 se ejecutan para 6 etapas que se presentan a lo largo de su vida útil.

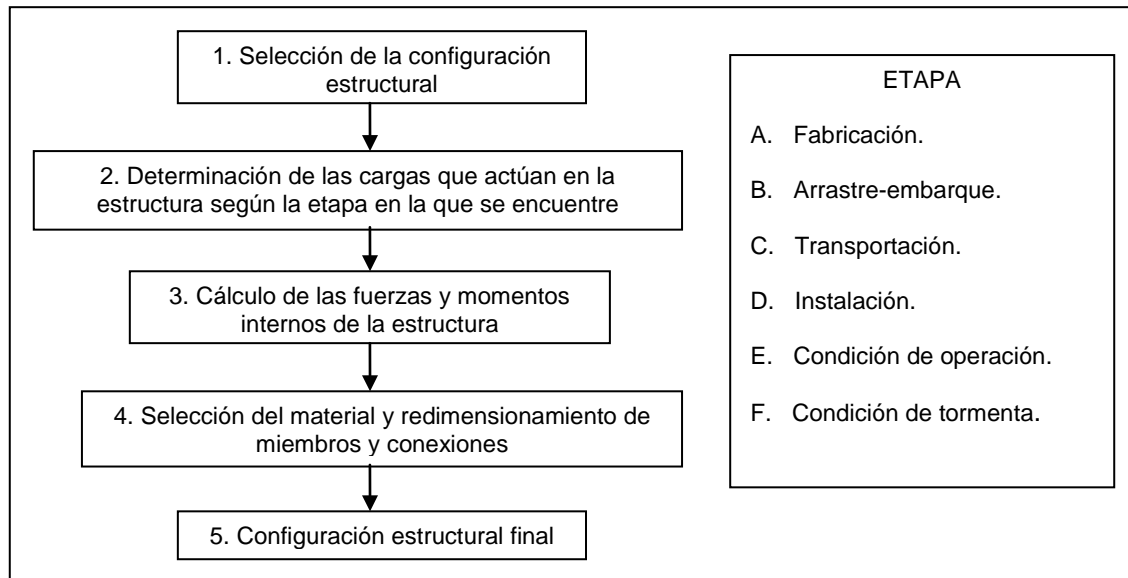


Figura 4.1. Procedimiento de diseño para las diversas etapas de la vida de una plataforma.

Todos los elementos estructurales tubulares de la plataforma deberán diseñarse de acuerdo con el Reglamento Norteamericano API RP 2A-WSD (21ª Edición); y los demás elementos estructurales como perfiles "IR" y vigas armadas, con el reglamento IMCA o AISC.

4.3 CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO

Durante el diseño de una estructura de esta naturaleza deben considerarse todos los tipos de carga probable, así como sus combinaciones más desfavorables. Podría pensarse que las cargas que se presentan en la condición de oleaje de tormenta rigen por sí solas el diseño global de la estructura, o aquellas presentes en la condición de transportación. Sin embargo, no es así, puesto que el diseño global de la estructura es regido por las cargas que se habrán de presentar en todas y cada una de las condiciones por las que pasará la estructura a lo largo de su vida.

Por lo tanto, todas las fases de la vida de la estructura que deben considerarse se pueden clasificar en las siguientes condiciones de diseño:

- Condición de operación: Es aquella que se define cuando la plataforma queda fija en el sitio de instalación, se encuentra habitada y brindando el servicio para la cual fue diseñada. Sus condiciones principales son: tormenta, sismo y fatiga.
- Condición temporal: Son aquellas condiciones que se presentan de manera temporal en la plataforma: fabricación, arrastre-embarque, transportación de Sub y Superestructura, lanzamiento al mar de la Subestructura, izaje de Sub y Superestructura e hincado de pilotes.

La importancia de las diferentes condiciones de diseño depende de las dimensiones de la estructura, del equipo y maquinaria disponible para su fabricación e instalación y de los parámetros ambientales y geotécnicos en la zona de instalación.

Las estructuras deben analizarse y diseñarse para todas las condiciones de carga que se presentan durante toda su vida, estos análisis son:

- Análisis y diseño por operación y tormenta.
- Análisis sísmico a nivel de resistencia.
- Análisis a nivel de fatiga.
- Análisis espectral de fatiga.
- Análisis de embarque.
- Análisis de arrastre de la Superestructura.
- Análisis de izaje.
- Análisis de flotación.
- Análisis de estabilidad durante instalación.
- Análisis de abandono seguro de la Subestructura.

4.4 CARGAS QUE ACTÚAN SOBRE UNA PLATAFORMA

Se puede clasificar en dos tipos de cargas las que afectan directamente a las plataformas, cargas gravitacionales y cargas ambientales, regularmente éstas cargas se emplean en el análisis para dos condiciones de carga: para operación y para tormenta.

Se dice condición de operación cuando la plataforma se encuentra habitada y dando el servicio por la cual fue diseñada y condiciones climatológicas normales; condición de tormenta es cuando las condiciones climatológicas son de mal tiempo (tormenta/huracán) por lo tanto sus equipos dejan de funcionar y por reglamentación debe desalojarse.

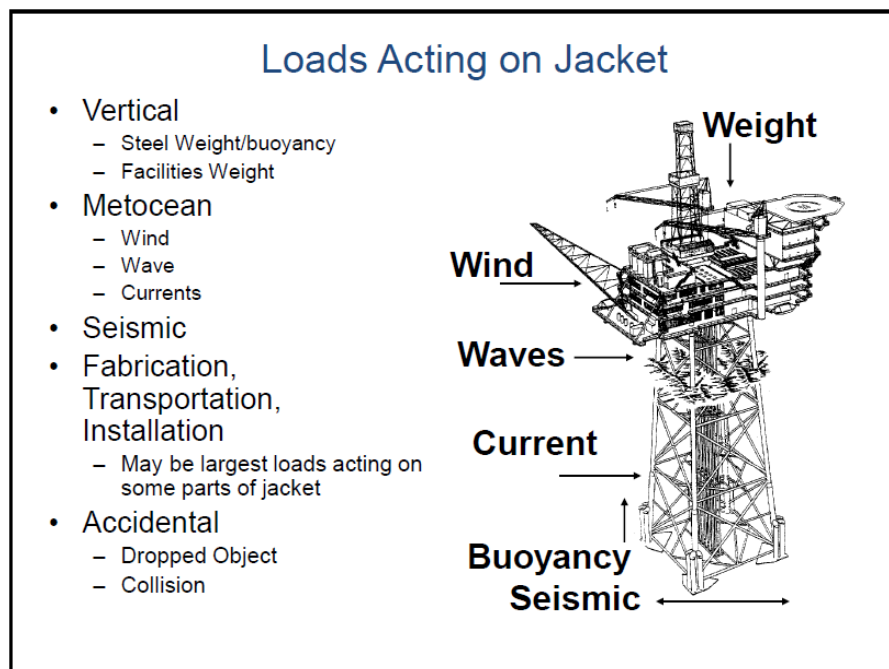


Figura 4.2. Cargas que actúan sobre una plataforma.

La siguiente tabla, obtenida de la Norma de Referencia NRF-173-PEMEX-2009, cita las densidades de carga viva para su aplicación en el diseño estructural, dependiendo su localización.

Tabla 4.1 Densidad de carga viva.

Áreas	Densidad mínima de carga viva
Escaleras	250 (kg/m ²)
Plataformas de descanso	250 (kg/m ²)
Plataformas de servicio	500 (kg/m ²)

4.4.2 CARGAS AMBIENTALES

Las cargas ambientales dependen de las condiciones meteorológicas y oceanográficas de cada región, para el caso de las plataformas fijas instaladas en el Golfo de México, donde las estructuras son relativamente pequeñas o son instaladas en aguas someras, las cargas generadas se consideran como fuerzas estáticas actuando sobre la estructura.

Las cargas ambientales que actúan sobre una plataforma y se contemplan para los diversos análisis son:

- carga por oleaje.
- carga de corrientes marinas.
- carga por viento.
- así como fuerzas hidrostáticas.

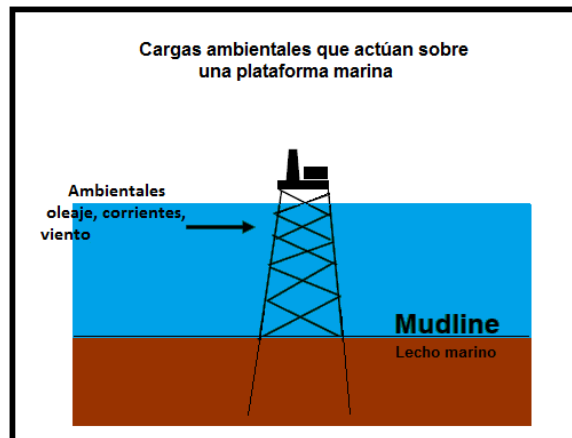


Figura 4.4 Cargas ambientales actuantes sobre una plataforma.

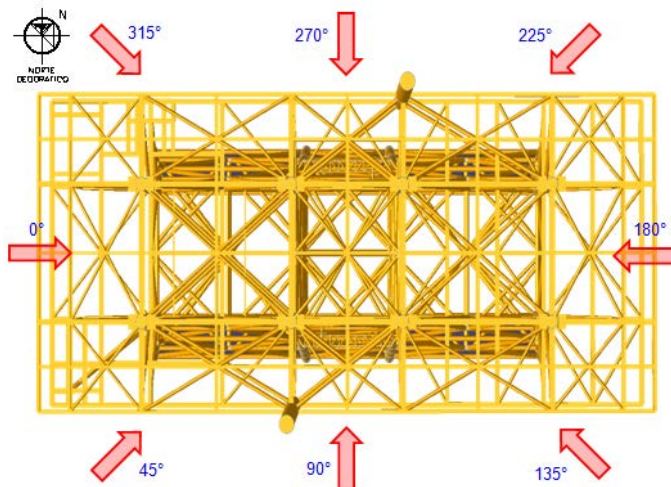


Figura 4.5 Direcciones de incidencia de cargas ambientales.

La aplicación de estas cargas ambientales, se analiza en tres direcciones de incidencia consideradas como críticas, espaciadas a cada 45°, como se muestra en la figura 4.5.

Para determinar la magnitud y distribución de estas cargas sobre una Plataforma marina, se utiliza la metodología propuesta por el **American Petroleum Institute (API)** para determinar los parámetros necesarios, así como las características de tales cargas con el objetivo de que estas puedan ser modeladas por un programa de cómputo que analice la estructura (SACS Ver. 5.3).

La determinación de los parámetros ambientales para las condiciones de operación y tormenta, se desarrollan con base en la información de las gráficas incluidas en la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007 "Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en el Golfo de México". Los parámetros de diseño se muestran en forma de curvas como función de los tirantes de agua y se complementan con comentarios y tablas.

CARGAS AMBIENTALES PARA CONDICIÓN DE OPERACIÓN

En el Anexo B de la Norma se especifican los parámetros meteorológicos y oceanográficos para el diseño estructural por operación de Plataformas marinas fijas en las zonas de Litoral de Tabasco, Sonda de Campeche y Región Norte.

En la figura 4.6, tomada de la Norma (fig. B1.1) se presenta las alturas de ola máxima y significativa, en donde se toma en cuenta el efecto de rompiente. Así como sus parámetros asociados se proporcionan en la tabla 4.2 (tabla B1.1 de la Norma).

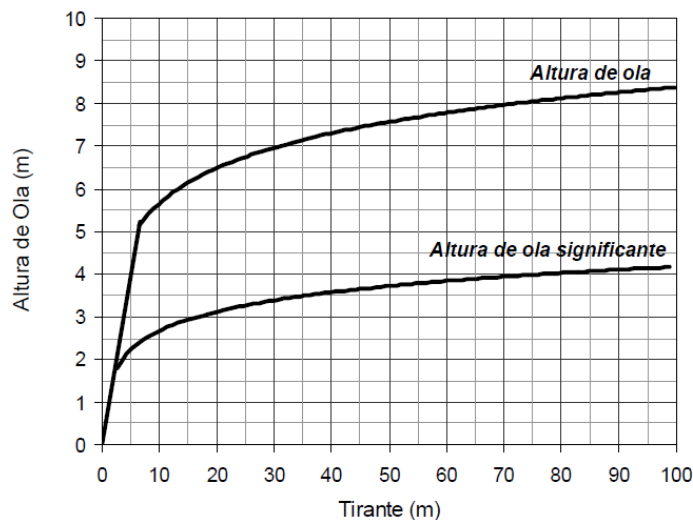


Figura 4.6. Alturas de ola máxima y significativa por operación en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo B, NRF-003-PEMEX-2007)

Tabla 4.2 Parámetros asociados a la altura de ola máxima de operación en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo B, NRF-003-PEMEX-2007)

Parámetros	
Período de la ola (s)	8.2
Altura de la marea astronómica (m)	0.76
Altura de la marea de tormenta (m)	0.30
Velocidad máxima de viento a 10 m sobre el NMM (m/s), promedio de 1 hr.	14.4
Velocidad de corriente (cm/s)	
0% de la profundidad	30
50% de la profundidad	25
95% de la profundidad	18

CARGAS AMBIENTALES PARA CONDICIÓN DE TORMENTA

En el Anexo A de la Norma se especifican los parámetros meteorológicos y oceanográficos para el diseño estructural por tormenta de Plataformas marinas fijas en las zonas de Litoral de Tabasco, Sonda de Campeche y Región Norte.

En la figura 4.7 tomada de la Norma (fig. A.1.1) se presenta la altura de ola máxima que toma en cuenta el efecto de rompiente; asimismo, la velocidad del viento se muestra en la figura 4.9 (fig. A.1.2), la marea de tormenta en la figura 4.8 (fig. A.1.3) y las velocidades de corriente en la figura 4.10 (fig. A.1.4).

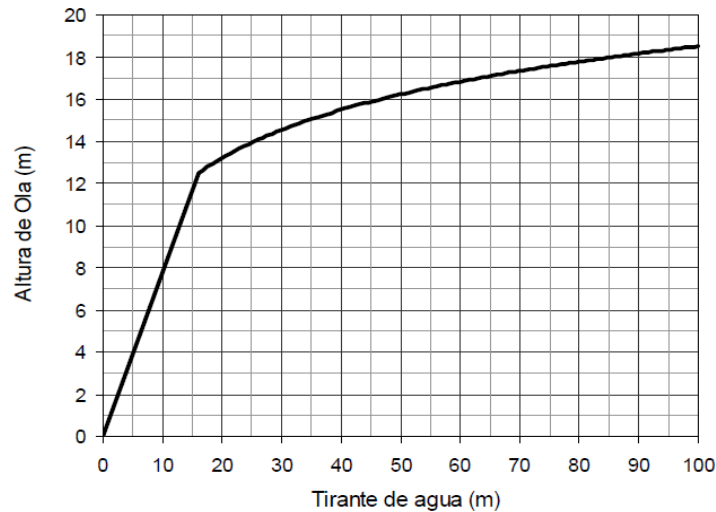


Figura 4.7 Altura de la ola máxima de diseño por tormenta en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007)

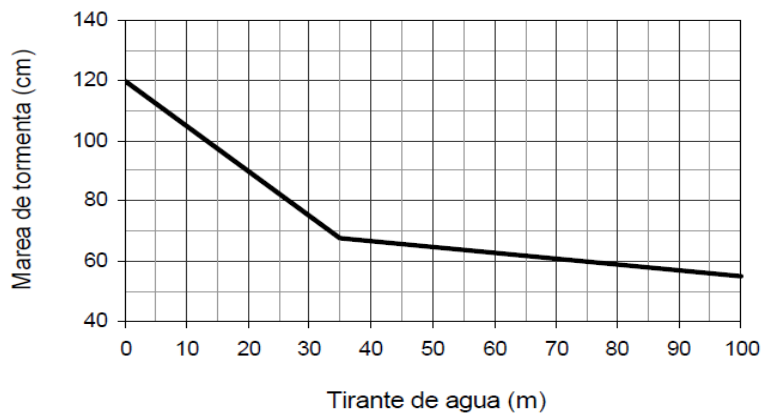


Figura 4.8 Mareas de tormenta en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007)

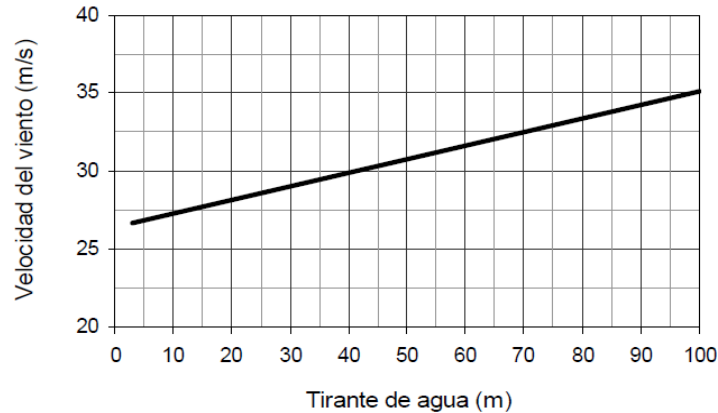


Figura 4.9 Velocidad máxima de viento a 10 m sobre el NMM, promedio de 1 hora, en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007)

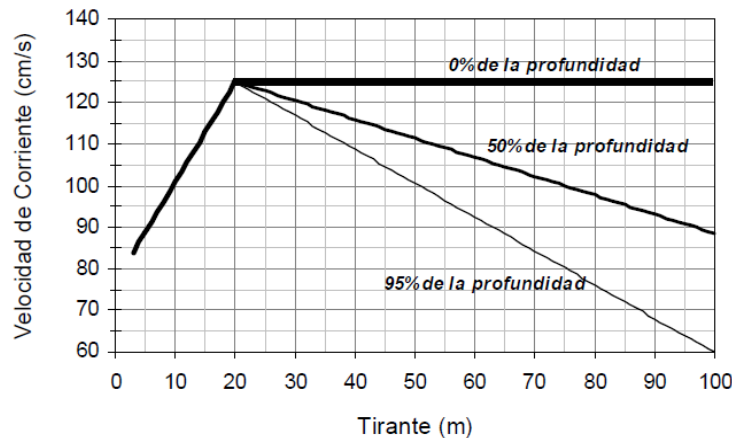


Figura 4.10 Velocidades de corrientes en Litoral Tabasco y Sonda de Campeche. (Anexo A, NRF-003-PEMEX-2007)

CARGAS DE OLEAJE

Las cargas generadas por el oleaje se calculan asumiendo que entre la estructura y el oleaje del mar no existe una interacción dinámica. Considerando que la plataforma es proyectada en aguas someras, los efectos dinámicos pueden despreciarse y hacer una formulación simple por medio de alguna teoría de oleaje.

Las principales teorías de oleaje que se manejan en el diseño de plataformas marinas son:

- Stream Fuction.
- Stokes de 5° orden.
- Ola de Linear/Airy.

La altura de la cresta se determina a partir de la altura de ola para resistencia última. La altura de la cresta debe calcularse a partir de la teoría de oleaje que corresponda, de acuerdo a lo recomendado en el API RP 2A-WSD, Sección 2.3.1b. (21ª Edición). El tirante máximo de agua es calculado considerando las alturas de las mareas astronómicas y de tormenta:

$$d_{\max} = \text{Tirante (ft)} + \text{Altura de marea astronómica (ft)} + \text{Altura de marea de tormenta (ft)}$$

El periodo de ola aparente es calculado considerando el efecto Doppler de las corrientes sobre el oleaje. Tal fenómeno determina que las corrientes en la dirección del oleaje tienden a estrechar la longitud de ola, mientras que las corrientes en oposición tienden a acortarla. Para el caso simple de una propagación de ola sobre una línea uniforme de corrientes, el período de ola aparente visto por un observador en movimiento con las corrientes, puede determinarse con la figura 4.11 (figura 2.3.1-2 de la sección 2 del API RP 2A-WSD), en la cual T es el periodo de ola real (visto por un observador estacionario), V_1 es la velocidad promedio de las corrientes en la dirección del oleaje, d es el tirante máximo de agua (incluyendo mareas) y g es la aceleración de la gravedad.

$$\frac{d}{gT^2} = \frac{(ft)}{\left(\frac{ft}{s^2}\right)(s)^2} \dots(4.1)$$

$$\frac{V_1}{gT} = \frac{\left(\frac{ft}{s}\right)}{\left(\frac{ft}{s^2}\right)(s)} \dots(4.2)$$

$$\frac{T_{app}}{T} = \lambda \Rightarrow \therefore T_{app} = T \times \lambda = (s) \dots(4.3)$$

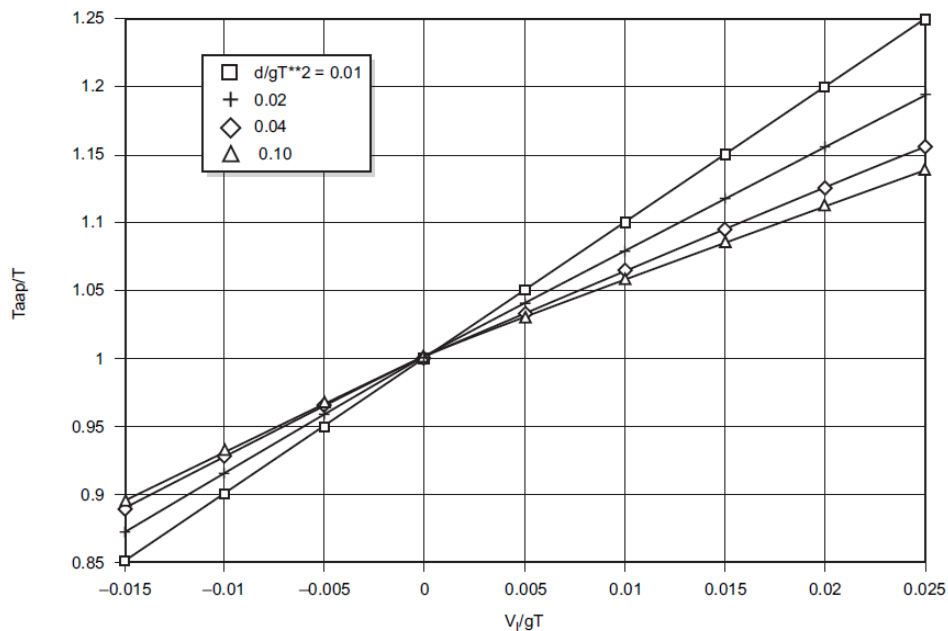


Figura 4.11 Efecto Doppler debido a las corrientes permanentes.

Con la ecuación 4.1 se obtiene la gráfica de la función con la que se va a trabajar, después con la ecuación 4.2, se entra por el eje horizontal hasta tocar la gráfica que se encontró con la ec. 4.1, después se encuentra un valor (λ) del eje vertical y se despeja y sustituye en la ecuación 4.3 para encontrar el periodo de ola aparente (T_{app}).

CINEMÁTICA BIDIMENSIONAL DE LA OLA

Para el periodo de ola aparente determinado (T_{app}), el cual es específico para una altura de ola máx. H (figura 4.6) y un tirante de agua d , la cinemática bidimensional de ola puede calcularse usando la teoría de oleaje apropiada. La figura 4.12 (figura 2.3.1-3 de la sección 2 del API RP 2A-WSD) muestra las regiones de aplicación de las teorías de oleaje Stream Function, Stokes 5 y Linear/Airy.

$$\frac{H}{gT_{app}^2} = \frac{(ft)}{\left(\frac{ft}{s^2}\right)(s)^2} \dots(4.4)$$

$$\frac{d}{gT_{app}^2} = \frac{(ft)}{\left(\frac{ft}{s^2}\right)(s)^2} \dots(4.5)$$

Se encuentran los valores de las ecuaciones 4.4 y 4.5 y se entra a la gráfica de la figura 4.12 por ambos ejes, y la región donde se crucen las rectas, es la teoría de oleaje a utilizar.

$\frac{H}{gT_{app}^2}$: dimensión del peralte menor de ola. g : aceleración de la gravedad.

$\frac{d}{gT_{app}^2}$: dimensión de profundidad menor relativa.

H : altura de ola máx. H_b : altura de ola de rompiente. d : tirante de agua.

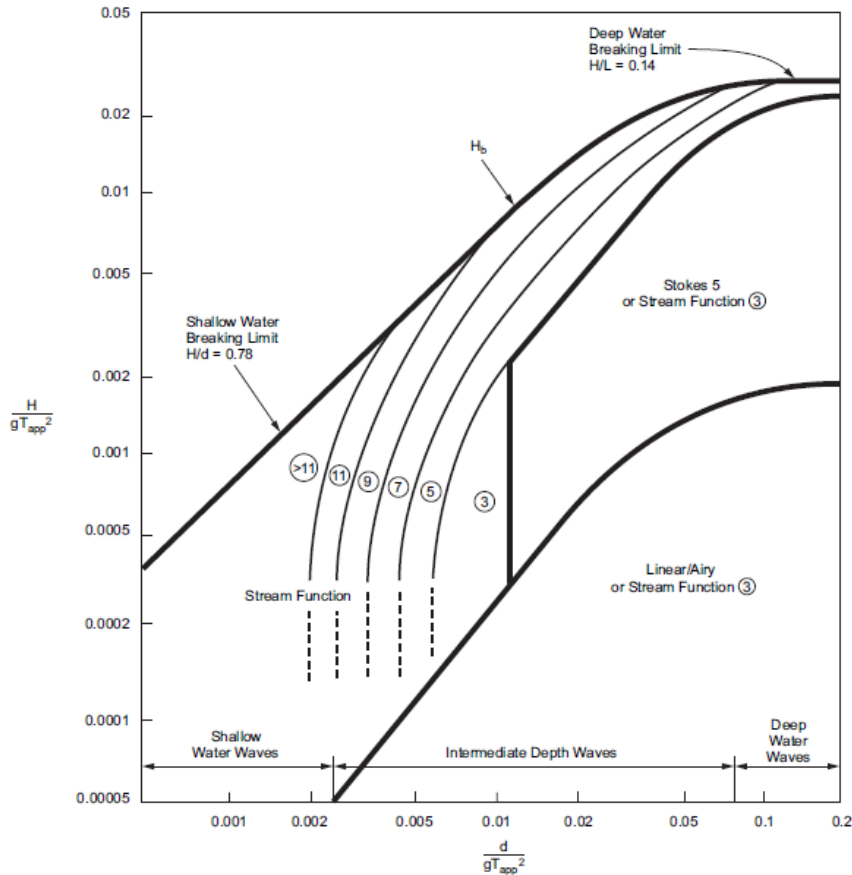


Figura 4.12 Regiones de aplicación de las teorías de oleaje Stream Functions, Stokes 5 y Linear/Airy.

La cinemática bidimensional de ola para las teorías Stream Function o Stokes 5 no considera para la dirección del oleaje el esparcimiento o irregularidades en la forma del perfil del oleaje. Estas características del oleaje pueden modelarse aproximadamente mediante un análisis que determine el oleaje multiplicando las velocidades y aceleraciones de la solución bidimensional del oleaje, por un factor de cinemática. Para el caso de las Regiones Marinas de la Sonda de Campeche, la norma NRF-003-PEMEX-2007 considera un factor de cinemática de ola de 0.85 para tormenta y de 1.00 en operación.

Las ecuaciones 4.1 a 4.5 se deben verificar para ambos casos, para oleaje en operación y oleaje en tormenta, cambiando sus respectivos parámetros asociados calculados con ayuda de los Anexos A y B de la Norma de referencia NRF-003-PEMEX-2007, que se mencionaron anteriormente.

PARÁMETROS HIDRODINÁMICOS ADICIONALES

Para el cálculo de fuerzas hidrodinámicas de oleaje, se pueden determinar por medio de la ecuación de Morison:

$$F_{dk} = 1/2 \rho C_d (\alpha_{wkf} V + \alpha_{cbf} U)^2 A$$

Donde U es la velocidad de la corriente en la superficie (0% de profundidad) asociada con la ola, α_{wkf} es el coeficiente de cinemática de la ola (0.85 para el Golfo de México), α_{cbf} es el factor de bloqueo (tabla 4.4) de la corriente para la Subestructura tomado del API RP 2A-WSD, Sección 2.3.1b. (21ª Edición) y ρ es la densidad del agua (104.99 m·s/m⁴, a nivel del mar e incluye la aceleración). El coeficiente de arrastre C_d , tendrá una variación lineal respecto a la profundidad, tomando un valor de 0.0 en la superficie (elevación de la cresta) y un valor máximo a una profundidad de V_c^2/g (medida a partir de la elevación de la cresta); en esta relación, V_c es la velocidad de partícula de la ola en la cresta y g es la aceleración de la gravedad. Los valores máximos de C_d se muestran en la Tabla 4.3 obtenida de la NRF-003-PEMEX-2007. A es el área expuesta proyectada por el elemento en la dirección del movimiento del agua y V , es el volumen desplazado por el elemento.

Tabla 4.3 Coeficientes de arrastre máximos para fuerzas de oleaje y corriente sobre cubierta.

Valores máximos de C_d en función de la incidencia del frente de oleaje		
Tipo de cubierta	Extremo y costado	Diagonal
Muy equipada (sólido)	2.5	1.9
Moderadamente equipada	2.0	1.5
Vacía (sin equipo)	1.6	1.2

Tabla 4.4 Factor de bloqueo (API RP 2A-WSD, Sección 2.3.1b. 21ª Edición).

# of Legs	Heading	Factor
3	all	0.90
4	end-on	0.80
	diagonal	0.85
	broadside	0.80
6	end-on	0.75
	diagonal	0.85
	broadside	0.80
8	end-on	0.70
	diagonal	0.85
	broadside	0.80

El Punto de aplicación de la fuerza F_{dk} será el correspondiente al de la fuerza resultante total de oleaje en la cubierta.

CARGAS POR CORRIENTES MARINAS

Las corrientes marinas son debidas a tres factores principalmente, constituidas por los cambios de densidad del agua de mar, variaciones del tirante de agua por mareas y generadas por el viento.

También se considera las cargas por mareas, existen dos tipos de mareas, las de tormenta y las astronómicas; ésta última depende de la atracción que ejerce la luna y el sol sobre los mares. Las mareas de tormenta son generadas principalmente por el empuje del viento sobre la superficie del mar.

Se debe considerar la presencia de ambos tipos de marea para las condiciones de cargas ambientales, por medio de la suma de sus alturas respecto al NMM.

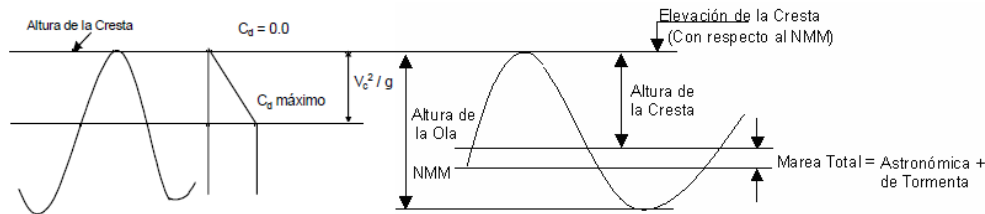


Figura 4.13. Gráfica ilustrativa de la variación del C_d y definición de elevación de la cresta.

CARGA POR VIENTO

El viento ejerce presiones en las porciones de la estructura encima del NMM y en los equipos de la plataforma. La velocidad del viento se clasifica en ráfagas con periodos que varían en duración: ráfagas de viento que promedia menos de un minuto de duración, y viento sostenido que promedia un minuto o más de duración.

Se aplican empujes por viento en direcciones correspondientes con el oleaje, sobre las áreas expuestas de equipo, paquetería y elementos estructurales localizados por arriba de la superficie descrita por el perfil de la ola.

Debido a que la altura de la Superestructura es aproximadamente de 120 ft (36.5 m), no se considera la variación de la velocidad del viento con respecto de la altura, utilizándose velocidades constantes.

Para convertir el efecto del viento en presión se cuenta con un análisis dinámico aceptado por las normas.

Método simple:

Las fuerzas generadas por viento se pueden calcular con la siguiente ecuación:

$$F = \left(\frac{\rho}{2}\right)V^2 C_s A$$

Donde, F: fuerza del viento (lb).

ρ : densidad de masa de aire (slug/ft³), 0.0023668 slugs/ft³ para temperatura y presión estándar.

V: velocidad del viento (ft/s).

C_s : coeficiente de forma (dependerá de las características geométricas que presente el área expuesta).

A: área expuesta del objeto (ft²).

En la ausencia de datos que indiquen el coeficiente de forma C_s , el API RP 2A-WSD recomienda, para vientos con ángulos perpendiculares de aproximación con respecto al área proyectada, los siguientes coeficientes de forma:

	C_s
Vigas	1.5
Costado de edificios	1.5
Secciones cilíndricas	0.5
Área total proyectada sobre la Plataforma	1.0

4.5 PARÁMETROS GEOTÉCNICOS DE DISEÑO

Para realizar la estructuración de la cimentación de una plataforma, se debe considerar los parámetros y requerimientos geométricos indicados en los códigos y normatividad aplicable. La estructuración que se determine de los pilotes, se empleará como base para realizar los análisis estructurales de sitio (operación y tormenta estático, sísmico nivel de resistencia, sísmico nivel de ductilidad) y se complementará con los análisis de hincado de pilotes e izaje durante su instalación, verificando que cumpla con los requerimientos indicados en la normatividad aplicable.

Los parámetros geotécnicos de mayor importancia en el diseño de los pilotes de cimentación son los relacionados con la capacidad de carga axial y la capacidad de carga lateral del pilote.

La capacidad de carga axial (o a lo largo del fuste), la componen la resistencia friccionante y la resistencia en la punta del suelo, mientras que la capacidad de carga lateral del pilote se relaciona con la resistencia al cortante del suelo.

4.5.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Los pilotes de la cimentación se caracterizan por ser elementos esbeltos, que serán instalados en el interior de las columnas de la Subestructura (concéntricos). Deberán contar con la longitud necesaria para alcanzar la profundidad requerida por diseño atendiendo la estratigrafía y la capacidad de carga axial indicada en la gráfica correspondiente.

Con base en la estratigrafía, se determinarán las estaciones de hincado en donde se detendrá el proceso de hincado y se realizará la conexión entre los tramos de los pilotes.

Los pilotes se dimensionarán para resistir los esfuerzos axiales generados por las cargas gravitacionales (cargas muertas y vivas) y los esfuerzos de flexión generados por las sollicitaciones ambientales (oleaje, corrientes y viento) en diferentes condiciones de operación y tormenta extrema, así como los esfuerzos actuantes durante el proceso de hincado de los mismos.

Para realizar la estructuración y diseño preliminar de los pilotes para cimentación de la subestructura se deben tener en consideración los siguientes aspectos:

- La interacción del pilote con la Subestructura.
- La interacción del pilote con el suelo.
- Los procedimientos de fabricación, embarque, transporte e instalación.
- Los procedimientos de izaje e hincado.



Figura 4.14. Pilotes de fricción de acero.

4.5.2 CRITERIOS DE ESTRUCTURACIÓN

La cimentación deberá contar con la capacidad estructural para soportar las cargas estáticas y dinámicas actuantes sobre la plataforma sin presentar deformaciones o vibraciones excesivas.

Se deberá tener atención especial a los efectos de cargas cíclicas y transitorias, en la resistencia del suelo así como en la respuesta estructural de los pilotes.

El espesor de pared del pilote será adecuado para resistir cargas axiales y laterales inducidas durante el hincado, considerando las limitaciones que se encuentran indicadas en el API RP 2A-WSD.

Para evaluar la respuesta estructural de los pilotes ante las solicitaciones de carga en las etapas de instalación y en sitio, se realizarán diferentes análisis para determinar los elementos mecánicos actuantes sobre la cimentación. Se deberá verificar el comportamiento no lineal entre el suelo y el pilote, las deflexiones y rotaciones en los pilotes individuales y en grupo, así como en todos los puntos críticos incluyendo cabeza de pilotes (pile head), puntos de inflexión y la línea de lodos (mudline). Las deflexiones y rotaciones, no deberán tener magnitudes que excedan los límites permisibles de servicio durante la operación de la plataforma.

La penetración de hincado de los pilotes deberá ser suficiente para desarrollar la capacidad de carga adecuada y resistir satisfactoriamente las reacciones máximas actuantes de compresión y tensión, con un factor de seguridad adecuado, cumpliendo con lo indicado en la sección 6.3.4 del API RP 2A-WSD la cual establece que no deberá ser menor de:

Condición de operación: 2.00
Condición de tormenta: 1.50

La capacidad de carga última del pilote se determina a partir de la curva de capacidad de carga axial indicada en el estudio geotécnico del sitio. (Ver figura 4.15)

El modelo estructural de la cimentación, incluirá los efectos de la socavación, ya que esta reduce la capacidad de carga lateral del pilote, así como su comportamiento axial, la cual será considerada conforme a las recomendaciones indicadas en el estudio geotécnico. El espesor de pared del pilote será variable en su longitud de acuerdo con la variación de esfuerzos que se presentan a lo largo del fuste.

Los esfuerzos permisibles serán los especificados en el manual AISC, para secciones roladas en caliente, incluyendo las consideraciones de la sección 3.1 y 3.3 del API RP 2A-WSD.

El espesor del pilote en la zona del lecho marino está gobernado por la combinación de carga axial y momento flexionante, resultado de las cargas actuantes sobre la plataforma; la curvatura del momento flexionante en el pilote, deberá ser determinado con base en las reacciones de las curvas P-Y (esfuerzo-deformación) indicados en el estudio geotécnico (ver figura 4.16).

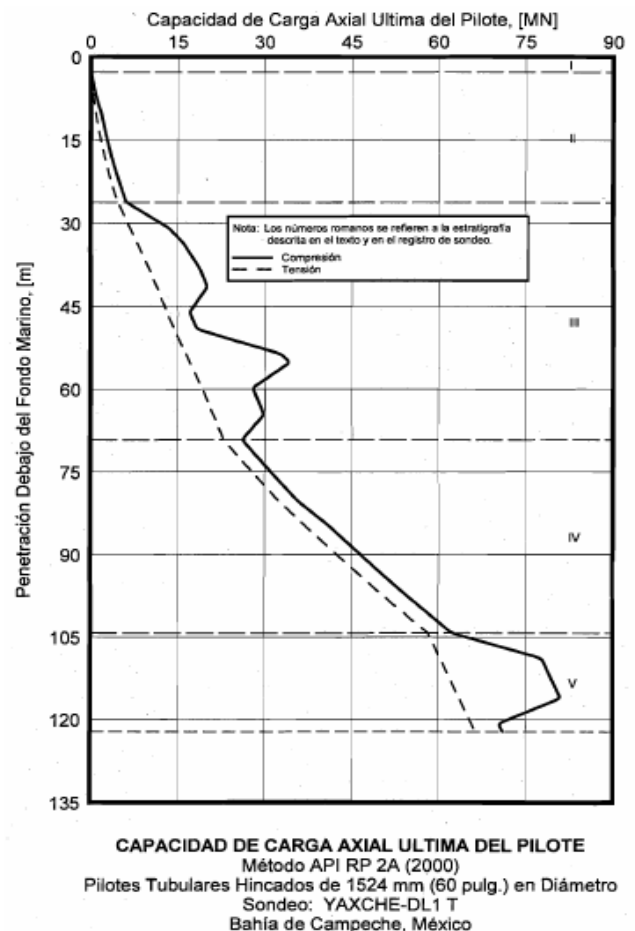


Figura 4.15. Ejemplo de una curva de capacidad de carga axial última, para pilote de 60"Φ.

Se debe revisar la distribución de las descargas, con la finalidad de optimizar la estructuración propuesta [pilotes exteriores (o de esquina) iguales (ejes 1 y 4) y pilotes interiores iguales (ejes 2 y 3)].

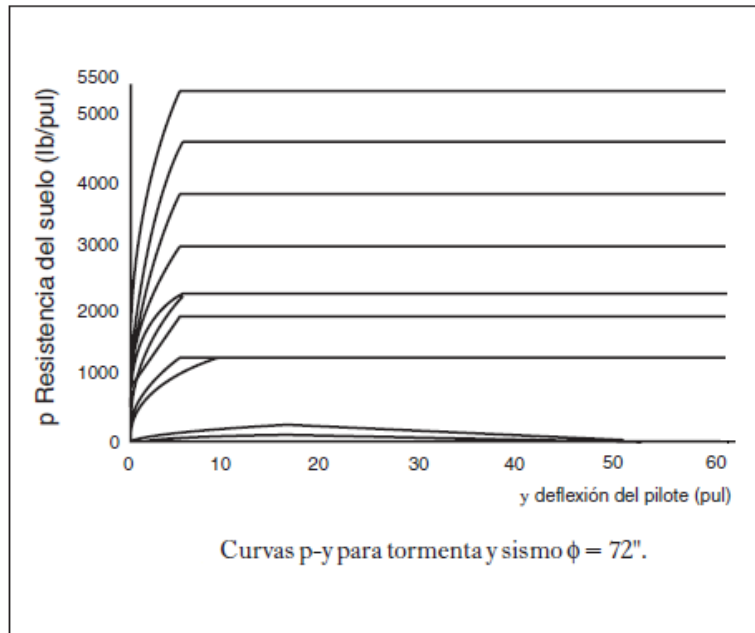


Figura 4.16. Ejemplo de una curva P - Y (esfuerzo-deformación), para pilote de 72"φ.

4.5.3 ESPESOR MÍNIMO DE PARED

La relación D/t en toda la longitud del pilote debe ser lo suficientemente pequeña para excluir que los esfuerzos por aplastamiento rebasen el esfuerzo de fluencia del material del pilote. Se debe tener en consideración las diferentes situaciones de carga ocurridas durante la instalación y la vida de servicio del pilote.

De acuerdo con el API RP 2A-WSD en su sección 6.10.6 (Minimum wall thickness), para los pilotes que van a instalarse por hincado, el espesor mínimo de la pared del pilote usado no debe ser menor que:

$$t = 0.25 + \frac{D}{100}$$

Donde: $t =$ espesor mínimo (in)

$D =$ diámetro exterior (in)

4.6 ANÁLISIS Y DISEÑO POR OPERACIÓN Y TORMENTA

El análisis de operación y tormenta estático de una plataforma, tiene la finalidad de conocer el comportamiento y la capacidad estructural de la misma ante ambas condiciones de diseño.

Del análisis estático para las condiciones ambientales de operación y tormenta de una plataforma, se verifican que los esfuerzos que se presenten en los elementos estructurales, conexiones tubulares y la capacidad de carga de la cimentación de la plataforma, cumplan con lo indicado en la Norma de Referencia NFR-003-PEMEX-2007 "Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en el Golfo de México".

El análisis estructural de una plataforma se realiza mediante la elaboración de un modelo estructural, generado en un programa de cómputo (SACS 5.3), a partir de los parámetros y consideraciones mencionadas anteriormente.

Las cargas empleadas en el análisis estático para las condiciones de operación y tormenta, son las cargas correspondientes a las cargas gravitacionales y a las cargas ambientales actuantes sobre la estructura, de acuerdo con los parámetros indicados en la norma de referencia NRF-003-PEMEX-2007. La aplicación de estas cargas ambientales actuando en una plataforma, se realiza en tres direcciones de incidencia consideradas como críticas espaciadas a cada 45°, como se muestra en la figura 4.5. Los parámetros meteoceánicos (ambientales) que se emplean para el análisis, son obtenidos de los anexos de la Norma de Referencia, y son mencionados anteriormente en este documento (capítulo 4, inciso 4.4.2).

4.6.1 COMBINACIONES DE CARGA

Las combinaciones de carga empleadas en un análisis por condiciones de operación y tormenta, normalmente se dividen en 18 casos para cada condición (las combinaciones incluyen el peso propio de la estructura, accesorios de la subestructura, carga muerta, carga viva, carga de equipos y carga de tuberías), además de las 8 combinaciones para las direcciones de incidencia a cada 45° (N, NW, W, SW, S, SE, E y NE).

El peso de diseño de la estructura incluirá factores de contingencia adecuados que permitan que la estructura sea más pesada de lo proyectada, con la finalidad de cubrir la incertidumbre del peso. La Norma de Referencia NRF-041-PEMEX-2007 indica algunos factores de contingencia de carga.

Tabla 4.5. Factores de contingencia para diseño de la carga, transporte e izaje.

Fuente de la Estimación de Peso	Código del Estado del Peso	Factor
Peso de componentes obtenidos por pesaje físico después de la fabricación.	A	Precisión Equipo de Medición+1%
Pesos certificados por proveedor.	B	3%
Planos aprobados para construcción. Listas de materiales. Planos de Taller.	C	5%
Datos de proveedores preliminares, volumetrías preliminares, planos para aprobación	D	10%
Equipos principales basados en catálogos o estimaciones de ingeniería. Ruteo preliminar de Tubería y Eléctrico e Instrumentación. Planos estructurales preliminares.	E	15%
Tubería basada en Diagramas de Tubería e Instrumentación, estimados de Electricidad e Instrumentación preliminares.	F	20%

A continuación se muestra un ejemplo para ambas condiciones, de operación y tormenta, para las diferentes combinaciones de cargas e incidencias, así como sus correspondientes factores de carga.

Tabla 4.6. Ejemplo de las combinaciones de carga para condición de operación.

No.	CONDICIONES DE CARGA	FACTORES DE CARGA									
1	PESO PROPIO (MODELADO)	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
2	ACCESORIOS EN SUBESTRUCTURA	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
3	CARGA MUERTA EN CUBIERTA SUPERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
4	CARGA MUERTA EN CUBIERTA INFERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
5	CARGA MUERTA EN SUBNIVEL	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
6	CARGA VIVA EN CUBIERTA SUPERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
7	CARGA VIVA EN CUBIERTA INFERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
8	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA SUPERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
9	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA SUPERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA SUPERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
11	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA SUPERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
12	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA INFERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
13	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA INFERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
14	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA INFERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
15	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA INFERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
16	CARGA DE EQUIPO Y TUBERÍA EN SUBNIVEL (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
17	CARGA DE EQUIPO Y TUBERÍA EN SUBNIVEL (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
18	CARGA DE EQUIPO FUTURO	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
21	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 0° (OPERACIÓN)		1.00								
22	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 45° (OPERACIÓN)			1.00							
23	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 90° (OPERACIÓN)				1.00						
24	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 135° (OPERACIÓN)					1.00					
25	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 180° (OPERACIÓN)						1.00				
26	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 225° (OPERACIÓN)							1.00			
27	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 270° (OPERACIÓN)								1.00		
28	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 315° (OPERACIÓN)									1.00	
COMBINACIONES		GRAVITACIONAL OPERACIÓN	OPERACIÓN 0°	OPERACIÓN 45°	OPERACIÓN 90°	OPERACIÓN 135°	OPERACIÓN 180°	OPERACIÓN 225°	OPERACIÓN 270°	OPERACIÓN 315°	

Tabla 4.7. Ejemplo de las combinaciones de carga para condición de tormenta.

No.	CONDICIONES DE CARGA	FACTORES DE CARGA									
1	PESO PROPIO (MODELADO)	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
2	ACCESORIOS EN SUBESTRUCTURA	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
3	CARGA MUERTA EN CUBIERTA SUPERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
4	CARGA MUERTA EN CUBIERTA INFERIOR	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
5	CARGA MUERTA EN SUBNIVEL	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
6	CARGA VIVA EN CUBIERTA SUPERIOR	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
7	CARGA VIVA EN CUBIERTA INFERIOR	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
8	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA SUPERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
9	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA SUPERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA SUPERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
11	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA SUPERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
12	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA INFERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
13	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA INFERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
14	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA INFERIOR (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
15	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA INFERIOR (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
16	CARGA DE EQUIPO Y TUBERÍA EN SUBNIVEL (VACIO)	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
17	CARGA DE EQUIPO Y TUBERÍA EN SUBNIVEL (CONTENIDO)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
18	CARGA DE EQUIPO FUTURO	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
31	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 0° (TORMENTA)		1.00								
32	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 45° (TORMENTA)			1.00							
33	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 90° (TORMENTA)				1.00						
34	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 135° (TORMENTA)					1.00					
35	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 180° (TORMENTA)						1.00				
36	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 225° (TORMENTA)							1.00			
37	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 270° (TORMENTA)								1.00		
38	VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE 315° (TORMENTA)									1.00	
COMBINACIONES		GRAVITACIONAL TORMENTA	TORMENTA 0°	TORMENTA 45°	TORMENTA 90°	TORMENTA 135°	TORMENTA 180°	TORMENTA 225°	TORMENTA 270°	TORMENTA 315°	

Para evaluar el comportamiento de la plataforma se realiza un análisis elástico considerando la interacción entre el suelo y la estructura. Además, aparte de las cargas ambientales, también se considera la revisión de los elementos que se encuentran debajo del NMM bajo los efectos de la presión hidrostática (Revisión por Colapso Hidrostático).

Para verificar la capacidad estructural de los elementos que conforman la plataforma, se efectúa la revisión de los esfuerzos actuantes en los elementos estructurales de acuerdo con las recomendaciones del API RP 2A-WSD.

Los resultados del análisis estructural bajo condiciones de operación y tormenta, indican las relaciones máximas de interacción de esfuerzos (esfuerzo actuante / esfuerzo permisible) de los elementos propuestos que conforman la estructura (Subestructura, Superestructura y pilotes), la cual debe cumplir con los esfuerzos permisibles requeridos por la Normatividad, esta debe ser menor o igual a **1.00**.

También dentro de los resultados del análisis se obtienen las relaciones máximas de interacción de esfuerzos que se presentan en conexiones tubulares (punzonamiento) y en los pilotes debajo del nivel de lecho marino; las conexiones tubulares sólo abarcan las juntas entre dos o más elementos de sección circular, no se considera como conexión tubular las juntas entre elementos con otra geometría como "IR", canales, ángulos, etc.

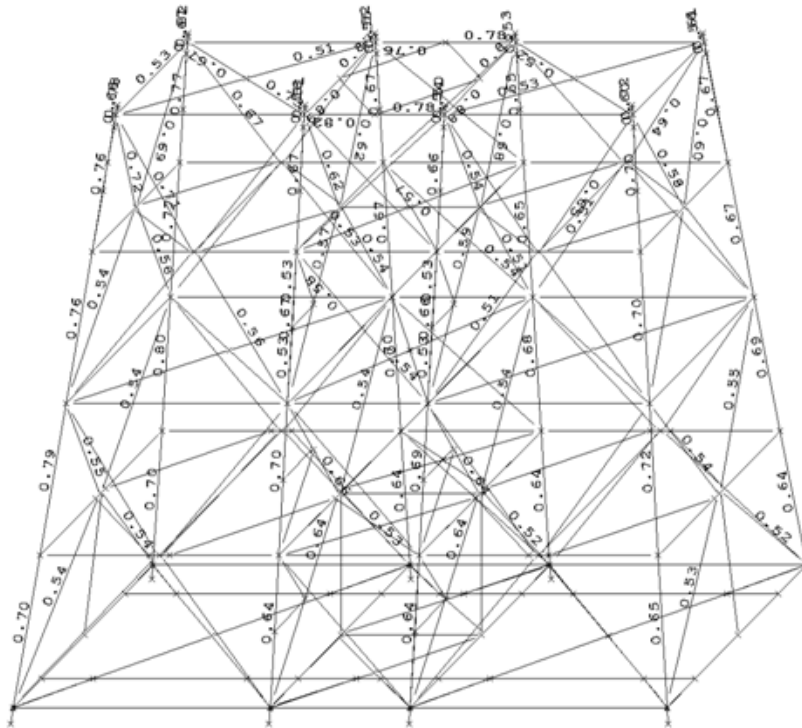


Figura 4.17. Ejemplo de Relación de Interacción de esfuerzos en una subestructura (tomada del SACS 5.3).

Las conexiones tubulares que presenten una relación de interacción de esfuerzos mayor a la unidad, deberán revisarse y diseñarse en la ingeniería de detalle para su reforzamiento con placas de cortante y/o placas para punzonamiento por ejemplo.

De la revisión de capacidad de carga de la cimentación, se obtienen los factores de seguridad que resultan a partir de las fuerzas máximas por compresión y tensión que se presentan en las cabezas de los pilotes (pilehead). Las recomendaciones del API RP 2A-WSD, sección 6.3.4 "Pile penetration", indican que el factor de seguridad mínimo permisible para las condiciones de diseño con las cargas ambientales apropiadas es de **1.50** y por condición de operación es de **2.00**.

La revisión por colapso hidrostático en los elementos que estarán por debajo del NMM, deben tener relaciones máximas de interacción de esfuerzos que no superen a la unidad, si no, se deben proponer espesores mayores para los elementos. Por último se revisan los desplazamientos máximos que genera la plataforma, a nivel de lecho marino y a nivel de la cubierta superior, para verificar que se encuentren dentro de la normatividad vigente.

4.7 ANÁLISIS SÍSMICO A NIVEL DE RESISTENCIA Y DUCTILIDAD

El análisis sísmico a nivel de resistencia y ductilidad se requieren para garantizar que la plataforma posea niveles de resistencia y rigidez adecuados, para evitar un daño estructural significativo ante la presencia de un sismo (con la aplicación del espectro sísmico definido en la NRF-003-PEMEX-2007) que tiene una probabilidad de ocurrir durante la vida útil de la plataforma.

Con la estructura definida según el análisis de operación y tormenta, se procede a ejecutar un análisis sísmico en el dominio de la frecuencia empleando el espectro de resistencia dado en la figura 4.19. Este requisito se considera satisfecho si la estructura es adecuada para soportar las cargas obtenidas a partir de los espectros de diseño respectivos mostrados en el espectro sísmico de la Norma.

El objetivo del análisis a nivel de resistencia es verificar que los esfuerzos actuantes en elementos estructurales así como en conexiones tubulares no excedan los valores indicados en la normatividad vigente para esta condición de diseño. El análisis sísmico a nivel de ductilidad tiene como objetivo verificar que la estructura cuente con la resistencia suficiente al colapso, que le permita resistir la acción de un sismo excepcional e intenso (con la aplicación del espectro sísmico definido en la NRF-003-PEMEX-2007) que tiene la probabilidad de ocurrir durante la vida útil de la estructura, y verificar que la estructuración de la estructura asegure el cumplimiento del valor del Factor de Reserva de Resistencia indicado en la normatividad.

Algunas características que se deben tomar en cuenta para estos análisis son:

- Selección de la entrada sísmica.
- Selección del tipo de análisis, estático o dinámico.
- Modelo matemático (matriz de rigideces).
- Respuesta estructural.
- Combinación de respuesta estructural por diversas condiciones de carga.
- Análisis de esfuerzos en miembros.
- Revisión de la cimentación.

El modelo estructural empleado en la realización de estos análisis sísmicos, es el mismo modelo estructural utilizado en el análisis estático bajo condiciones de operación y tormenta, con la diferencia de que se establecen nodos restringidos para realizar la concentración de masas, los cuales se localizan en la intersección de las columnas con las plantas de arriostramiento horizontal de la Subestructura así como en las cubiertas de la Superestructura (por cada elevación). Las cargas empleadas en el modelo estructural corresponden a las cargas gravitacionales y a las fuerzas actuando en la estructura debido a la ocurrencia de un sismo. Los nodos retenidos definirán la configuración de los modos o formas de vibrar de la estructura.

Dentro de las cargas gravitacionales se encuentran las generadas por el peso propio de la estructura (incluye crecimiento marino y flotación), carga muerta no generada, carga viva, accesorios y peso de equipo. La condición de cargas generadas por un sismo, incluye las fuerzas estáticas equivalentes resultantes, debido a la aplicación del espectro sísmico en la estructura.

Ambos análisis se realizan como sigue: se distribuyen las masas de la cubierta en los puntos nodales y se determinan sus formas y periodos naturales de vibración, y los coeficientes de participación. El comportamiento no-lineal que existe con la interacción entre el suelo y los pilotes, es representado a través de la generación de una matriz de rigidez equivalente del suelo, mediante la creación de un súper elemento.

Se genera una matriz de rigidez inicial considerando el promedio de los desplazamientos originados, debido a las cargas ambientales por condición de operación en las direcciones de 0°, 90°, 180° y 270°, para cubrir la incidencia de oleaje en todas las direcciones.

A partir de la matriz de rigideces preliminar, se obtienen fuerzas sísmicas iniciales que sirven como base para la determinación de la rigidez de la cimentación para la condición sísmica. Por medio de iteraciones, se determina la matriz de rigideces equivalente del suelo que representa de una manera más aproximada el comportamiento del sistema ante la ocurrencia del sismo definido por el espectro indicado en la norma.

CARGAS POR SISMO

Las cargas para el análisis modal son:

Masa de los elementos estructurales:

Esta masa es determinada por el software de análisis, con base en la densidad del material y la geometría de los elementos que conforman la estructura.

Cargas convertidas a masa:

Las condiciones de carga son transformadas a masas por el programa, ya sean uniformemente distribuidas o puntuales y en una condición de carga única.

Masa adherida o virtual:

La masa adherida o virtual, es el volumen de agua que se desplaza o se mueve junto con los elementos estructurales, es decir, cuando un elemento se desplaza, también la masa de agua circundante al elemento se desplazará. Esta masa es determinada por el software, considerando la geometría de los elementos estructurales y la densidad del agua de mar en que se encuentra la estructura.

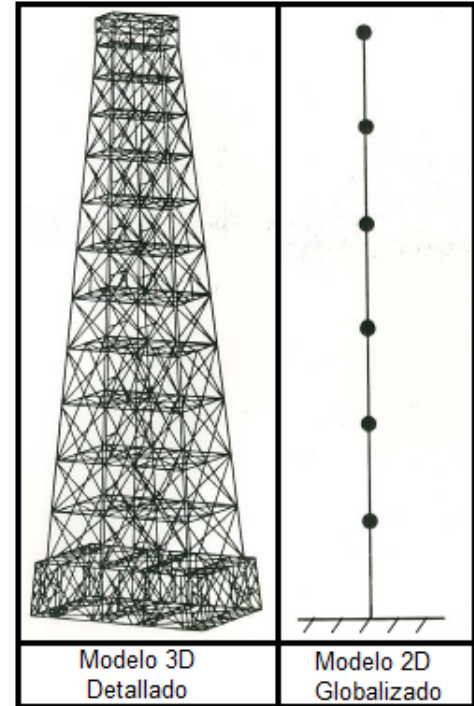


Figura 4.18. Cargas convertidas a masas.

Masa entrampada:

Se refiere a la masa entrampada en los elementos inundados, determinada con base en las propiedades geométricas de los elementos y la densidad del agua de mar.

El análisis sísmico a nivel de ductilidad se realiza empleando un método incremental de carga ("pushover") con ayuda del Módulo **COLLAPSE** del software de análisis estructural SACS Ver. 5.3.

El análisis sísmico a nivel de ductilidad o resistencia última, se realiza aplicando las cargas gravitacionales sobre la estructura, para posteriormente aplicar en forma incremental, las cargas estáticas equivalentes obtenidas a partir del espectro sísmico, hasta producir el colapso en la estructura en dos direcciones, positiva (+) y negativa (-).

El Factor de Reserva de Resistencia (RSR por sus siglas en inglés) se define como el cociente que resulta de la carga última que produce el colapso de la estructura y la carga de referencia. La carga de referencia es calculada aplicando el espectro asociado a un sismo con un período de retorno de 200 años.

Los Factores de Reserva de Resistencia obtenidos en este análisis deberán cumplir con el mínimo establecido en la Norma NRF-003-PEMEX-2007.

Tabla 4.8 Factor de Reserva de Resistencia (RSR) mínimo requerido para análisis a nivel de ductilidad. (NRF-003-PEMEX-2007)

REGIÓN	CATEGORÍA DE EXPOSICIÓN	RSR (DISEÑO)
Sonda de Campeche	Muy Alta	1.6
Región Norte	Alta	2.1

De acuerdo con el API RP 2A-WSD, sección 2.3.6, para el análisis sísmico a nivel de resistencia, se combinarán los esfuerzos generados en la estructura por la aplicación del espectro sísmico con los esfuerzos actuantes en la estructura debido a la acción de las cargas gravitacionales.

Debido a la naturaleza cíclica de las cargas generadas por la acción de un sismo, para realizar la combinación de las respuestas estática y sísmica de la estructura, se extraen los esfuerzos axiales en los elementos en dos direcciones (tensión y compresión) por medio del módulo **COMBINE** del software de análisis SACS Ver. 5.3. Las condiciones de carga resultantes de las primeras combinaciones de respuestas, se utilizan para la revisión de los elementos estructurales (tensión y compresión) y las condiciones de carga restantes, se utilizan para la revisión de las conexiones tubulares (tensión y compresión).

La revisión de los elementos estructurales de la estructura, se realiza con ayuda del módulo **POST** del programa SACS Ver. 5.3. De acuerdo con lo descrito en el API RP 2A-WSD, sección 2.3.6.C-4, para la revisión de esfuerzos actuantes en elementos, se debe aplicar un factor de incremento a los esfuerzos permisibles de 1.70.

El procedimiento de diseño especificado en la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007, se presenta para una categoría única e incluye un espectro de aceleraciones de referencia, mostrado en la figura 4.19 y RSR's (Factores de Reserva de Resistencia) que deben ser verificados para asegurar un adecuado diseño (tabla 4.8).

La ordenada del espectro de aceleraciones para el diseño sísmico α , se expresa como una fracción de la aceleración de la gravedad. Los requerimientos de resistencia, ductilidad, combinación de cargas sísmicas y lineamientos adicionales deben aplicarse conforme a las recomendaciones del API RP 2A-WSD.

Las fuerzas estáticas equivalentes actuando en la estructura, debidas a la ocurrencia de un sismo (definido por el espectro sísmico indicado en la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007 "Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en el Golfo de México), se obtienen con la aplicación del espectro sísmico de diseño a nivel de resistencia considerando un 5% de amortiguamiento en la estructura.

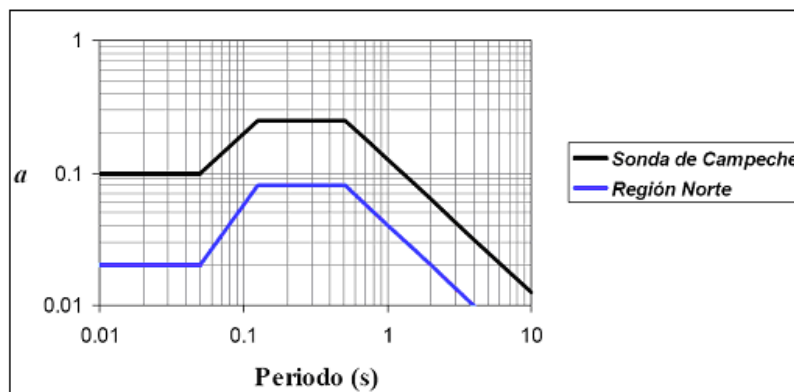
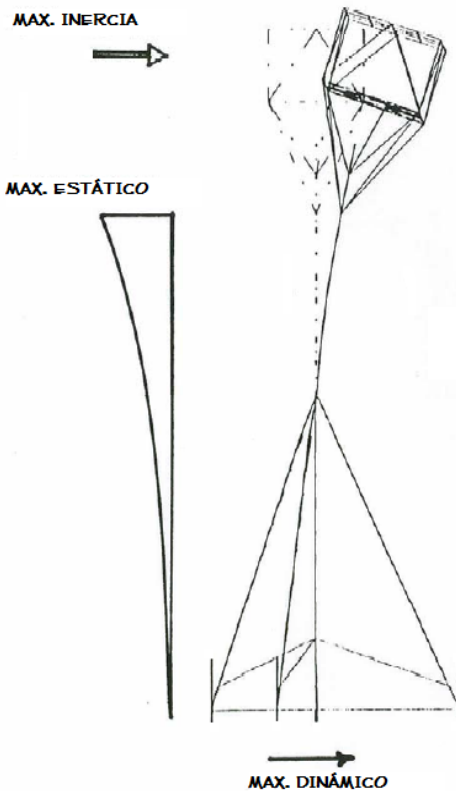


Figura 4.19 Espectros de diseño a nivel de resistencia para un coeficiente de amortiguamiento crítico de 5% (200 años de período de retorno).

Los espectros de aceleraciones de diseño sísmico propuestos corresponden a la envolvente del valor esperado (promedio) de las aceleraciones máximas de la estructura en la zona de interés y no a la envolvente de los máximos de las aceleraciones máximas. Esta condición obliga a que la estructura sea revisada mediante un análisis de resistencia última para garantizar factores de seguridad (índices de confiabilidad) adecuados. Los espectros de aceleraciones de diseño sísmico a nivel de resistencia corresponden a un período de retorno de 200 años, normalizado a $0.1g$., en la tabla 4.9 se presentan las coordenadas correspondientes a la Sonda de Campeche y Región Norte.

Tabla 4.9 Datos numéricos del espectro de aceleraciones para un periodo de retorno de 200 años y un coeficiente de amortiguamiento crítico de 5%.

SONDA DE CAMPECHE		REGIÓN NORTE	
Período (s)	α	Período (s)	α
0.010 - 0.050	0.100	0.010 - 0.050	0.020
0.125 - 0.504	0.250	0.125 - 0.504	0.080
10	0.013	1.00	0.040
-	-	2.00	0.020
-	-	4.00	0.010



Del análisis se obtienen los modos de vibrar de la estructura. Debe de esperarse que la participación mayor corresponda con el primer modo, es decir, la estructura vibra predominantemente como péndulo invertido (figura 4.20).

Al finalizar el análisis de resistencia se puede identificar los elementos estructurales que requieren una re-estructuración, por ejemplo: que la estructura requiera incrementos en los espesores de los pilotes principales, anexar pilotes faldón, incrementos de espesores en gran parte de los elementos estructurales, reforzar las cubiertas de la estructura tanto en forma horizontal (arriostramientos), como vertical (diagonales o puntales).

Los resultados que se obtienen del análisis sísmico a nivel de ductilidad, indican el tipo de colapso por el cual está regido la estructura; por ejemplo, por la capacidad de carga del suelo, ya que la cimentación alcanza el 100% de la capacidad de carga admisible o que el mecanismo de colapso de la estructura está regido por las deformaciones en la estructura debido a las plastificaciones alcanzadas en la estructura al momento del colapso, ya que en la cimentación no se alcanza a registrar el total de su capacidad.

Figura 4.20. Representación de carga dinámica equivalente.

A su vez, se verifica que el Factor de Reserva de Resistencia (RSR) calculado se encuentre por encima de los límites mínimos requeridos por la Norma de Referencia vigente (tabla 4.8).

4.8 ANÁLISIS ESPECTRAL DE FATIGA

El análisis espectral por fatiga tiene como objetivo evaluar los esfuerzos cíclicos actuantes en las conexiones de los elementos tubulares que conforman la estructura, causados por la acción de las cargas gravitacionales y ambientales actuantes durante su vida útil y así calcular el tiempo de vida de las conexiones. El análisis deberá satisfacer los requerimientos y recomendaciones indicados en la normatividad aplicable, considerando la distribución de frecuencias de la altura de ola significativa y de la dirección media del vector, indicados en la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007.

El modelo estructural que se emplea en la realización del análisis espectral por fatiga, es el mismo modelo estructural utilizado en el análisis estático bajo condiciones de operación y tormenta. Las cargas empleadas en el modelo se clasifican en gravitacionales y ambientales, estas últimas extraídas de la distribución de frecuencias y dirección media del vector indicados en el Anexo C "Distribución de frecuencias de la altura de ola significativa y de la dirección media del vector para diferentes campos en el Golfo de México" de la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007 "Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en el Golfo de México".

Esta información oceanográfica para el análisis de fatiga, se presenta en tablas para cada área del Golfo: Sonda de Campeche, Activo de explotación Litoral Tabasco y Región Norte.

(Ver ejemplo de distribución de frecuencias de altura de ola y de la dirección media del vector en la tabla 4.10 y 4.11 respectivamente).

Dentro de las cargas gravitacionales se encuentran las generadas por el peso propio de la estructura (incluye crecimiento marino y flotación), carga muerta no generada, carga viva, accesorios y peso de equipo y tuberías.

Tabla 4.10. Ejemplo: Distribución de frecuencias de altura de ola significativa para las áreas especificadas. (Anexo C, NRF-003-PEMEX-2007)

SONDA DE CAMPECHE

Tabla C.3 Información oceanográfica para el análisis de fatiga en las áreas indicadas.

Áreas: Abkatúm, Chuc "B", Pool, Caan.

ALTURA DE OLA SIGNIFICANTE (m)

Altura de Ola Significante (m)	Periodo Pico (s)												Total	
	0.50	1.50	2.50	3.50	4.50	5.50	6.50	7.50	8.50	9.50	10.50	11.50		12.50
0.000 - 0.2499			0.0027	0.0002	0.0005	0.0001								0.0035
0.250 - 0.4999			0.0034	0.0522	0.0187	0.0034	0.0015	0.0005	0.0002					0.0799
0.500 - 0.7499				0.0878	0.0965	0.0261	0.0060	0.0033	0.0004	0.0002	0.0001	0.0001		0.2205
0.750 - 0.9999				0.0162	0.1461	0.0674	0.0092	0.0100	0.0012	0.0002	0.0001	0.0003		0.2507
1.000 - 1.2499				0.0006	0.0760	0.0863	0.0105	0.0137	0.0030	0.0005	0.0002			0.1908
1.250 - 1.4999				0.0002	0.0043	0.0822	0.0138	0.0079	0.0057	0.0011	0.0001			0.1153
1.500 - 1.7499					0.0003	0.0288	0.0180	0.0063	0.0032	0.0023	0.0007			0.0896
1.750 - 1.9999					0.0002	0.0053	0.0142	0.0067	0.0019	0.0024	0.0012			0.0319
2.000 - 2.2499					0.0001	0.0006	0.0059	0.0058	0.0015	0.0014	0.0010	0.0001		0.0174
2.250 - 2.4999						0.0001	0.0017	0.0039	0.0015	0.0013	0.0009			0.0094
2.500 - 2.7499							0.0004	0.0024	0.0014	0.0010	0.0009			0.0061
2.750 - 2.9999							0.0001	0.0014	0.0016	0.0010	0.0010			0.0051
3.000 - 3.2499								0.0006	0.0014	0.0006	0.0008	0.0001		0.0035
3.250 - 3.4999								0.0001	0.0004	0.0003	0.0007	0.0001		0.0016
3.500 - 3.7499									0.0006	0.0004	0.0004			0.0014
3.750 - 3.9999									0.0001	0.0003	0.0006	0.0001		0.0011
4.000 - 4.2499										0.0003	0.0002	0.0001		0.0006
4.250 - 4.4999										0.0001	0.0002			0.0003
4.500 - 4.7499										0.0001	0.0001			0.0002
4.750 - 4.9999											0.0002	0.0001		0.0003
5.000 - 5.2499											0.0002			0.0002
5.250 - 5.4999														0.0000
5.500 - 5.7499											0.0001			0.0001
5.750 - 5.9999												0.0001		0.0001
6.000 - 6.2499														0.0000
6.250 - 6.4999													0.0001	0.0001
6.500 - 6.7499													0.0001	0.0001
6.750 - 6.9999													0.0001	0.0001
7.000 - 7.2499														0.0000
7.250 - 7.4999														0.0000
Total	0.0000	0.0000	0.0061	0.1572	0.3427	0.3003	0.0823	0.0626	0.0241	0.0135	0.0097	0.0014	0.0001	1.0000

Tabla 4.11. Ejemplo: Distribución de frecuencias de la dirección media del vector para las áreas especificadas, continuación. (Anexo C, NRF-003-PEMEX-2007)

SONDA DE CAMPECHE

Continuación de la Tabla C.3 Información oceanográfica para el análisis de fatiga en las áreas indicadas.

DIRECCIÓN MEDIA DEL VECTOR

Altura de Ola Significante (m)	Dirección Media del Vector														Total			
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW		NW	NNW	
0.000 - 0.2499			0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001		0.0005	0.0006	0.0009	0.0003	0.0002	0.0004	0.0001	0.0001	0.0036	
0.250 - 0.4999	0.0004	0.0004	0.0003	0.0004	0.0003	0.0004	0.0011	0.0024	0.0044	0.0127	0.0156	0.0175	0.0113	0.0076	0.0041	0.0010	0.0799	
0.500 - 0.7499	0.0004	0.0003	0.0003	0.0003	0.0005	0.0005	0.0012	0.0039	0.0104	0.0275	0.0472	0.0640	0.0375	0.0179	0.0073	0.0012	0.2204	
0.750 - 0.9999	0.0003	0.0004	0.0004	0.0003	0.0008	0.0005	0.0012	0.0039	0.0177	0.0293	0.0470	0.0701	0.0498	0.0205	0.0079	0.0010	0.2511	
1.000 - 1.2499	0.0002	0.0003	0.0002	0.0002	0.0002	0.0009	0.0010	0.0053	0.0139	0.0234	0.0346	0.0481	0.0393	0.0173	0.0051	0.0008	0.1908	
1.250 - 1.4999	0.0003	0.0001	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002	0.0005	0.0044	0.0120	0.0163	0.0197	0.0266	0.0222	0.0089	0.0027	0.0004	0.1149	
1.500 - 1.7499	0.0001	0.0001	0.0001				0.0001	0.0007	0.0049	0.0078	0.0121	0.0091	0.0095	0.0101	0.0029	0.0015	0.0007	0.0597
1.750 - 1.9999						0.0001	0.0006	0.0037	0.0073	0.0073	0.0033	0.0047	0.0031	0.0007	0.0005	0.0003	0.0316	
2.000 - 2.2499	0.0001						0.0005	0.0032	0.0049	0.0042	0.0024	0.0014	0.0004	0.0001	0.0001		0.0173	
2.250 - 2.4999							0.0002	0.0025	0.0031	0.0022	0.0006	0.0003	0.0001				0.0092	
2.500 - 2.7499				0.0001	0.0002	0.0001	0.0005	0.0019	0.0021	0.0009	0.0003						0.0061	
2.750 - 2.9999					0.0001	0.0002	0.0001	0.0017	0.0021	0.0007	0.0002						0.0051	
3.000 - 3.2499					0.0002			0.0013	0.0012	0.0006	0.0001						0.0034	
3.250 - 3.4999						0.0002	0.0001	0.0007	0.0006	0.0001							0.0017	
3.500 - 3.7499						0.0001	0.0001	0.0007	0.0007	0.0001							0.0017	
3.750 - 3.9999						0.0001	0.0001	0.0004	0.0006	0.0001							0.0013	
4.000 - 4.2499								0.0003	0.0001	0.0001							0.0005	
4.250 - 4.4999								0.0002	0.0001								0.0003	
4.500 - 4.7499								0.0002	0.0001								0.0003	
4.750 - 4.9999								0.0002									0.0002	
5.000 - 5.2499								0.0002	0.0001								0.0003	
5.250 - 5.4999							0.0001										0.0001	
5.500 - 5.7499								0.0001									0.0001	
5.750 - 5.9999							0.0001										0.0001	
6.000 - 6.2499																	0.0000	
6.250 - 6.4999								0.0001									0.0001	
6.500 - 6.7499							0.0001										0.0001	
6.750 - 6.9999																	0.0000	
7.000 - 7.2499																	0.0000	
7.250 - 7.4999							0.0001										0.0001	
7.500 - 7.7499																	0.0000	
Total	0.0018	0.0016	0.0016	0.0016	0.0026	0.0038	0.0081	0.0422	0.0897	0.1382	0.1812	0.2425	0.1740	0.0763	0.0293	0.0055	1.0000	

De acuerdo con el ejemplo de la tabla 4.10, la altura de ola significativa con mayor frecuencia, se encuentra entre 0.750 m y 0.999 m. De lo anterior, para la obtención de las características dinámicas de la estructura, se debe realizar una linealización de la cimentación empleando una altura de ola significativa de 0.88 m. A través del empleo de regresiones lineales y logarítmicas, se determinan los parámetros metoceanicos correspondientes a una altura de ola significativa de 0.88 m.

El diagrama de dispersión de oleaje mostrado en la tabla 4.11, se reducirá a 8 direcciones de incidencia del oleaje sobre la estructura, espaciadas a cada 45° (N, NW, W, SW, S, SE, E y NE). La aplicación de las incidencias de oleaje sobre la estructura se hace corresponder con su orientación geográfica y con el sistema de coordenadas del modelo estructural (ver figura 4.5).

El análisis se realiza al igual que en el análisis sísmico a nivel de resistencia: se distribuyen las masas de la cubierta en los puntos nodales y se determinan sus formas y periodos naturales de vibración. El comportamiento no-lineal que existe con la interacción entre el suelo y los pilotes, es representado a través de la generación de una matriz de rigidez equivalente del suelo, mediante la creación de un súper elemento.

La matriz de rigideces en la cabeza de los pilotes (y de los conductores, si tiene), se genera considerando el promedio de los desplazamientos resultantes por la acción de los parámetros ambientales definidos anteriormente, actuando en las direcciones 0°, 90°, 180° y 270°, para cubrir la incidencia del oleaje alrededor de toda la estructura.

Al igual que en análisis sísmico, las cargas son convertidas a masas y se toman en cuenta la masa adherida y la masa entrampada. Del análisis se obtienen los modos de vibrar de la estructura.

4.8.1 FACTOR DE CONCENTRACIÓN DE ESFUERZOS

El método espectral por fatiga hace uso de la probabilidad de incidencia de oleaje para determinar los intervalos de esfuerzo y el número de ciclos asociado, actuando sobre las soldaduras de las juntas tubulares de la estructura. Una vez determinado el número de ciclos de los intervalos de esfuerzos que actúan sobre el material, es posible determinar el daño que estos producirán al compararlos con los ciclos permisibles de acuerdo con los datos indicados en las curvas S-N (ver sección 4.8.3). Para la estimación de la vida útil de las juntas, se debe aplicar un factor de seguridad de **2.00**, por lo que las conexiones tubulares deberán cumplir con un periodo mínimo de **20 años**.

Como resultado de la configuración de las juntas tubulares y los abruptos cambios en la geometría que éstas presentan, los esfuerzos en las juntas se ven afectados, dando como resultado una distribución que no es uniforme, generándose zonas en las que se presentan concentraciones de esfuerzos, por lo que los esfuerzos nominales (axial o flexión) en miembros tubulares, se incrementan considerablemente en la zona adyacente de la soldadura de la junta. Lo anterior es conocido como “concentración de esfuerzos” y la localización donde ocurre la máxima concentración es conocida como “hot spot”; la relación del “hot spot” entre el esfuerzo nominal es llamado Factor de Concentración de Esfuerzos (SCF):

$$SCF = \frac{\sigma_{hs}}{\sigma_n}$$

Los factores de concentración de esfuerzos para las juntas tubulares que integran la plataforma, se determinan con el criterio de Efthymiou para 8 puntos de la junta, identificados en la figura 4.21 (Top, Top Right, Right, Bot Right, Bot, Bot Left, Left y Top Left). Este criterio determina los factores de concentración de esfuerzos a partir de ecuaciones aplicables de acuerdo a la configuración de la junta (K, T, Y, X o N), además, considera la influencia de la longitud y restricciones de apoyo del elemento principal (chord), en la reducción del SCF en los puntos R y L (saddle).

La figura siguiente identifica los 8 puntos en los cuales se determinan los factores de concentración de esfuerzos.

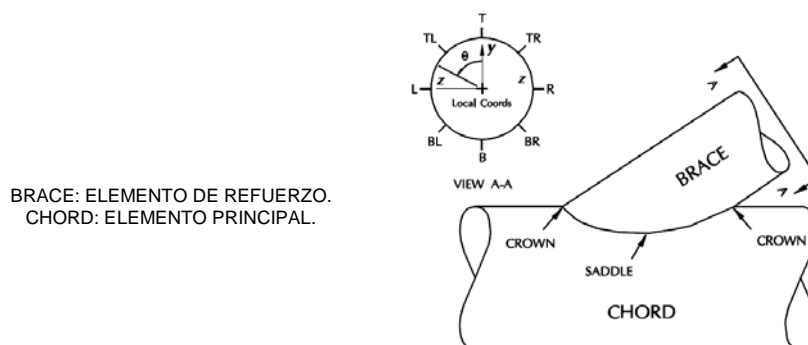


Figura 4.21. Localización de puntos para el cálculo de los SCF.

4.8.2 CLASIFICACIÓN DE JUNTAS

Para determinar los factores de concentración de esfuerzos, se considera en primera instancia la clasificación de las juntas. Por lo regular se utilizan (en este tipo de estructuras) cinco diferentes tipos de juntas o uniones, las cuales son tipo K, T, Y, N o X. Basados en la configuración de la junta y en el patrón de cargas sobre la misma, la clasificación puede ser pura o bien una combinación de los cinco tipos, dicha clasificación es realizada a través de un programa de análisis estructural (SACS Ver. 5.3).

La clasificación de las juntas se basa en el proceso por el cual la carga axial en un apoyo dado se subdivide en componentes de carga, correspondientes a los cinco tipos de juntas para las que existen ecuaciones de capacidad. Tal subdivisión normalmente considera todos los miembros en un plano para una junta. Los apoyos en el plano dentro de ± 15 grados de diferencia pueden ser considerados como miembros de un plano común. Cada apoyo en el plano puede tener una clasificación única que podría variar con una condición de carga. La clasificación puede ser una mezcla entre los cinco tipos de juntas anteriores. La figura 4.22 ofrece algunos ejemplos sencillos de clasificación de juntas.

Para que un apoyo sea considerado como clasificación K, la carga axial en el apoyo debe ser equilibrado a un 10% por cargas en otros apoyos en el mismo plano y en el mismo lado de la junta.

En la figura 4.22 se puede observar que el nombre o tipo de clasificación lleva la forma de la letra que forma la conexión entre el elemento principal (chord) y el elemento o elementos de refuerzo (brace).

Hay algunos casos en que el comportamiento conjunto es más difícil de definir o que es aparentemente peor de lo previsto por encima del enfoque de la clasificación.

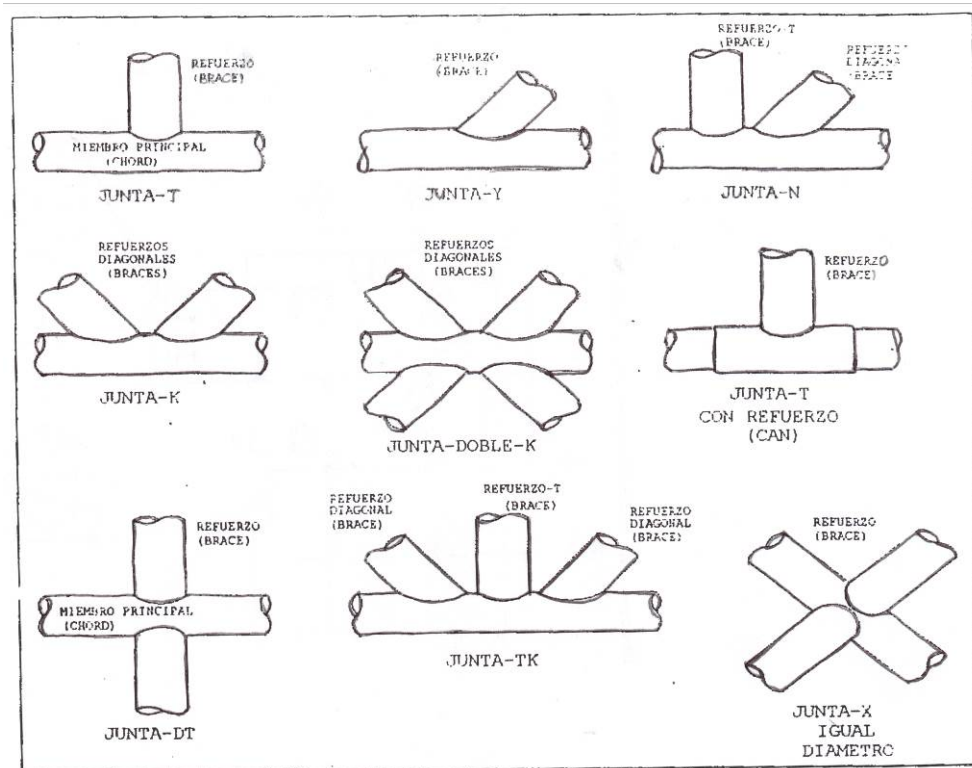


Figura 4.22. Configuraciones típicas de juntas en plataformas.

4.8.3 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA Y CURVAS S-N

Las funciones de transferencia son generadas con base en las amplitudes o intervalos de esfuerzos efectivos que actúan en los puntos críticos y existen variaciones en los valores de éstos a medida que la ola atraviesa la estructura.

Los valores de la función de transferencia se obtienen dividiendo el intervalo o amplitud de esfuerzos entre la altura de ola que lo produce y representa la relación existente entre un estado del mar definido por una ola con un período y su correspondiente altura, así como la amplitud de esfuerzos producidos en el punto crítico.

Las funciones de transferencia de esfuerzos en los elementos estructurales son generadas analizando la estructura para una serie de 8 direcciones de incidencia de oleaje. En este caso, normalmente se utiliza la teoría de ola de Airy para generar las cargas aplicadas.

Se emplea un análisis en el dominio de la frecuencia para calcular las funciones de respuesta de esfuerzos en los elementos. Las funciones de transferencia de esfuerzos en elementos se generan para cada una de las 8 direcciones de aproximación de ola.

En la figura 4.23, se muestra una función ejemplo de transferencia teniendo como variables el cortante basal y el momento de volteo, puede observarse que la respuesta máxima de la estructura se presenta en la zona cercana al periodo fundamental de la misma (1.167 seg).

Al someter un material a la acción de una carga que oscila con el transcurso del tiempo, se obtiene un esfuerzo actuante variable. Si el esfuerzo que esta carga produce es de una magnitud suficiente, después de un determinado número de ciclos se iniciará la aparición de una grieta en el punto de mayor concentración de esfuerzos. Este esfuerzo no necesita exceder el valor del esfuerzo de fluencia del material para producir la aparición de grietas, así que el material podrá mantener su comportamiento dentro de un intervalo elástico y aun así, presentar grietas y fallas debidas a la fatiga. Una vez que la grieta aparece, crecerá y se propagará en dirección ortogonal a la dirección de la carga.

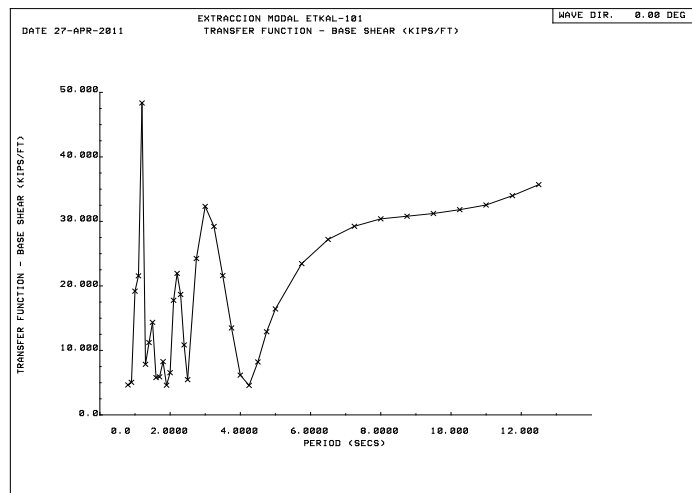
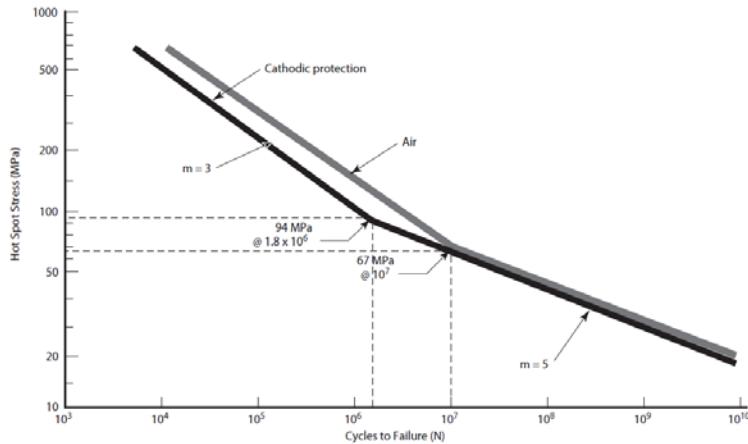


Figura 4.23. Ejemplo de función de transferencia. (a 0° cortante basal)

Una forma gráfica de describir el comportamiento del material ante la fatiga es a través de la construcción de las curvas S-N, las cuales fueron desarrolladas a base de pruebas de laboratorio en donde un espécimen es sujeto a un intervalo de esfuerzos constante hasta que surgía la presencia de una grieta; el número de ciclos necesarios para producir esta falla es contabilizado y posteriormente graficado.

La gráfica S-N (en escala logarítmica) contiene el valor del intervalo o la amplitud de esfuerzos (S) aplicados al espécimen y el número de ciclos (N) necesarios para producir la falla. La figura 4.24 muestra una curva S-N que se puede emplear durante el análisis de fatiga de una plataforma para el diseño de juntas tubulares, la cual es propuesta por el API RP 2A-WSD en el Capítulo 5.5.

La determinación de la vida estimada de las juntas, se realiza con ayuda del Módulo **FATIGUE** del programa estructural SACS Ver 5.3. El archivo de entrada contiene el espectro de oleaje para cada dirección de incidencia y el factor de seguridad para la determinación de la vida en juntas (**2.00**).



De acuerdo con la normatividad aplicable (API RP 2A-WSD), las conexiones tubulares deben asegurar el cumplimiento de una vida útil de 20 años considerando un factor de seguridad de **2.00**.

El listado siguiente muestra parte de un ejemplo del archivo de salida del programa SACS para análisis de fatiga, el cual, muestra la vida estimada (en años) de las conexiones tubulares, resultado del análisis realizado:

Figura 4.24. Curva S-N empleada en el análisis de fatiga. (API RP 2A-WSD)

```

* * * MEMBER FATIGUE REPORT * * *
(DAMAGE ORDER)

```

JOINT	MEMBER	GRUP ID	TYPE ID	ORIGINAL		JNT TYP	MEM TYP	CHORD LEN. (FT)	GAP (IN)	* STRESS CONC. FACTORS *				FATIGUE RESULTS		REQUIRED		
				OD (IN)	WT (IN)					AX-CR (IN)	AX-SD (IN)	IN-PL	OU-PL	DAMAGE	LOC	SVC	LIFE	OD (IN)
7071	706X-7071	H08	TUB	10.75	0.365	T	BRC	12.54		3.25	10.47	3.13	9.84	.0757553	R	264.0079		
7071	7070-7071	H12	TUB	14.00	0.375	T	CHD	12.54		8.14	16.77	4.41	17.09	.9600636	R	20.83195		
140	140-194	H20	TUB	10.75	0.365	T	BRC	13.67		2.99	7.89	2.64	6.32	.0925692	R	216.0546		
140	140-403	H11	TUB	14.00	0.500	T	CHD	13.67		4.72	10.98	3.01	9.26	.4097515	R	48.81007		
140	246-140	H20	TUB	10.75	0.365	T	BRC	13.67		2.96	7.93	2.64	6.30	.0113556	L	1761.243		
140	139-140	H11	TUB	14.00	0.500	T	CHD	13.67		4.61	11.11	3.01	9.24	.0639133	L	312.9240		
166	613-166	F14	TUB	14.00	0.500	Y	BRC	64.54		16.53	3.89	2.57	4.03	.38855-2	B	5147.348		
166	603-166	F14	TUB	14.00	0.500	Y	CHD	64.54		37.61	5.23	3.13	7.67	.2657628	B	75.25507		
807B	6079-807B	H50	TUB	20.00	0.500	T	BRC	40.00		2.61	8.03	2.71	5.68	.0931477	L	214.7127		
807B	20-807B	LO2	TUB	44.00	1.250	T	CHD	40.00		2.86	7.05	2.19	5.12	.0533452	L	374.9168		
807B	607A-807B	H50	TUB	20.00	0.500	T	BRC	40.00		2.61	8.03	2.71	5.68	.0886256	R	225.6685		
807B	20-807B	LO2	TUB	44.00	1.250	T	CHD	40.00		2.86	7.05	2.19	5.12	.0498399	R	401.2853		

Del listado anterior, se observa que las conexiones tubulares de la "plataforma ejemplo", cumplen con el tiempo de vida requerido (20 años considerando un factor de seguridad de 2) por la Normatividad.

La figura 4.25, muestra las conexiones tubulares que reportan el menor tiempo de vida calculado (en el listado están sombreadas).



Figura 5.25. Ejemplo de conexiones con menor tiempo de vida calculada (SACS).

Los resultados obtenidos en el análisis para el diseño de la "plataforma ejemplo", bajo condición de fatiga, indican que la estructuración de la estructura es adecuada para satisfacer el requerimiento de tiempo de vida útil que las conexiones tubulares deben cumplir, de acuerdo con lo indicado por la Normatividad. Con relación a la junta que presenta una vida de 20.8 años, se pueden colocar solapas en la conexión con el objeto de incrementar su vida útil. Para el caso de la conexión que forma parte de la estructura de guías de conductores (48.8 años), estas pueden contar con una placa doble, lo cual distribuye los esfuerzos en un área mayor incrementando su vida útil, no requiriéndose reforzamiento para la citada conexión.

4.9 ANÁLISIS DE ARRASTRE DE LA SUPERESTRUCTURA

El arrastre implica deslizar la estructura desde el patio de fabricación hasta colocarlo sobre la cubierta del chalán de transportación. Para tal fin, la estructura estará soportada en su totalidad mediante un marco de arrastre que a su vez descargará sobre las vigas correderas, tal como se ilustra en la figura 4.26.

El objetivo del análisis de arrastre de una Superestructura, es el de verificar que los elementos que conforman el marco de arrastre propuesto de la Superestructura, así como la estructura, no excedan las máximas relaciones de interacción de esfuerzos admisibles considerando la normatividad aplicable en la Norma de referencia NFR-041-PEMEX-2007 "Carga, amarre, transporte e instalación de plataformas costa afuera".

El modelo estructural que se emplea en la realización del análisis de arrastre, es el mismo modelo estructural utilizado en el análisis estático bajo condiciones de operación y tormenta, sólo se deben hacer las siguientes adecuaciones:

- Se eliminan los nodos y elementos correspondientes a la Subestructura.
- Se eliminan todos los parámetros correspondientes a la Subestructura, entre ellos el modelo de suelo, tirante de agua, condiciones de corriente y oleaje.
- Se eliminan accesorios correspondientes a la Subestructura (ductos ascendentes, defensas de piernas, embarcaderos, etc.)
- Por último, se modela el marco de arrastre para la Superestructura.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de un modelo tridimensional de una Superestructura junto con la estructuración del marco de arrastre propuesto.

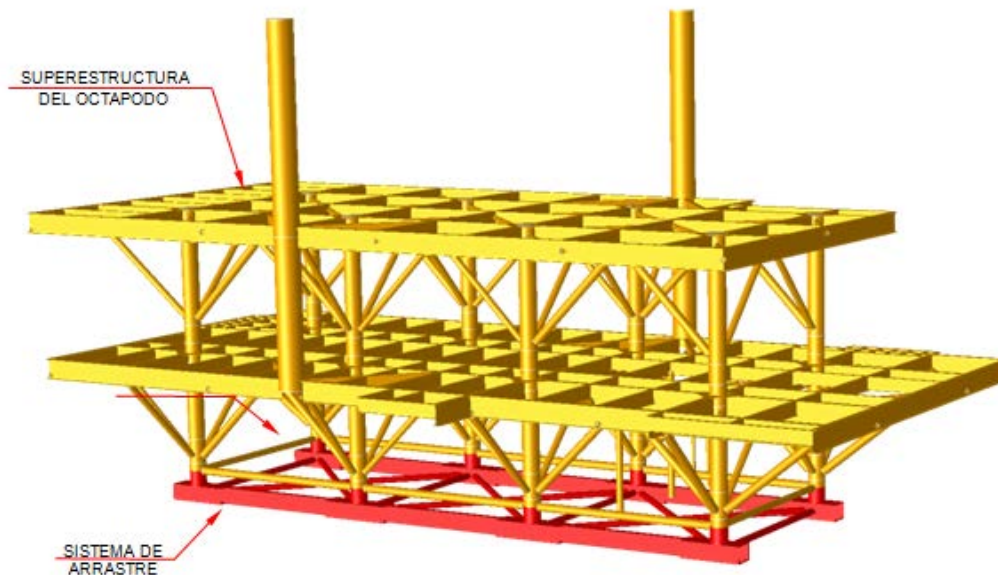


Figura 4.26. Modelo tridimensional de un octápodo con su marco de arrastre.

Los esfuerzos actuantes inducidos durante las maniobras de arrastre, se determinan mediante un programa de cómputo (SACS - STRUCTURAL ANALYSIS COMPUTER SYSTEM).

4.9.1 MODELO DEL SISTEMA DE ARRASTRE

El sistema de arrastre normalmente se conforma por secciones cajón, traveses armados a base de tres placas o perfiles tubulares, cuenta con arriostramientos horizontales de sección tubular y en algunos casos con puntales verticales (ver figura 4.27).

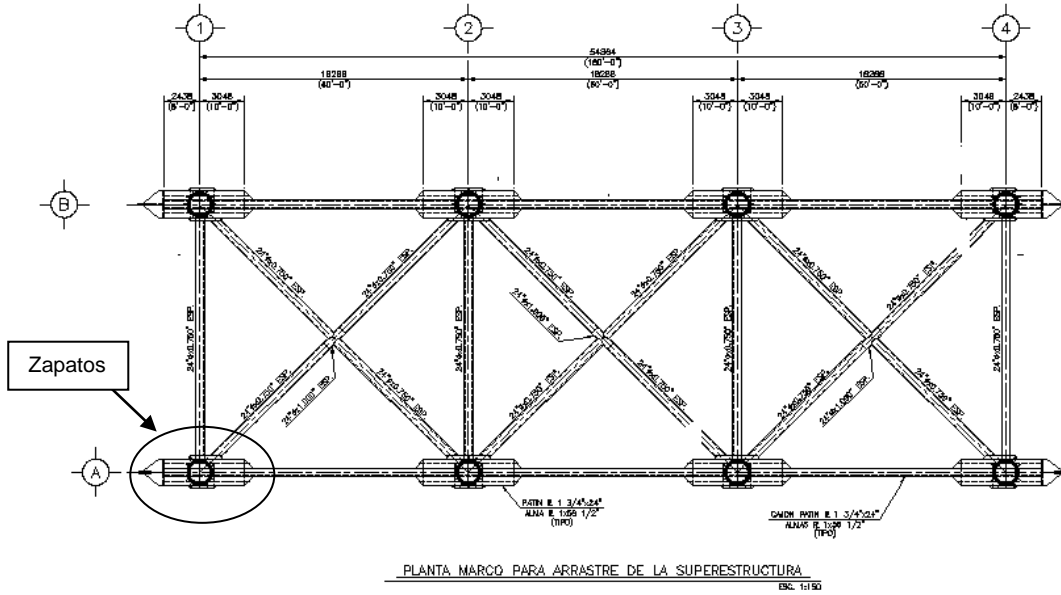


Figura 4.27. Ejemplo de estructuración propuesta para el marco de arrastre de un octápodo.

Para las condiciones de carga que se emplean en este tipo de análisis estructural, se consideran los factores de carga según la norma NFR-041-PEMEX-2007, ver tabla 4.12.

Tabla 4.12. Condiciones de carga (gravitacionales).

Condición de Carga	Descripción	Factor de carga
1	Peso propio	1.1
2	Carga muerta en cubierta superior	1.1
3	Carga muerta en cubierta inferior	1.1
4	Carga muerta en subnivel	1.1
5	Carga de equipo en cubierta superior (vacío)	1.2
6	Carga de tuberías en cubierta superior (vacío)	1.2
7	Carga de equipo en cubierta inferior (vacío)	1.2
8	Carga de tuberías en cubierta inferior (vacío)	1.2
9	Carga de equipos y tuberías en subnivel (vacío)	1.2
10	Tracción en eje A	1.0
11	Tracción en eje B	1.0
12	Fuerza de fricción en el arrastre (estáticas)	1.0
13	Fuerza de fricción en el arrastre (cinéticas)	1.0

4.9.2 FUERZAS DE TRACCIÓN DURANTE EL ARRASTRE

El estado de reposo de la estructura se perderá en el momento que se alcance la tensión necesaria en los cables para vencer la fuerza de fricción entre la madera de los zapatos del marco de arrastre y la viga de deslizamiento de acero.

La fuerza requerida para cambiar el estado de reposo de la estructura se determina mediante la ecuación:

$$T = W \times \mu_s$$

Donde:

T = Fuerza de arrastre requerida.

W = Peso total de las cargas gravitacionales incluyendo sistema de arrastre.

μ_s = Coeficiente de fricción.

El coeficiente de fricción estático considerado al inicio del proceso de arrastre para la fricción acero y madera encerada es de $\mu_s = 0.20$.

Asimismo y de acuerdo a la norma NRF-041-PEMEX-2007, en el caso de orejas de arrastre, se usa una fuerza accidental del 5% de la carga estática del cable, aplicada simultáneamente con la carga estática del cable. Esta fuerza debe ser aplicada perpendicularmente a la oreja en el centro del perno del grillete por lo que dicha fuerza perpendicular se debe considerar en el modelo estructural.

La aplicación de la fuerza de tracción sobre la estructura se debe analizar bajo tres posibles condiciones que se puedan presentar al momento del arrastre de la superestructura.

En una primera y segunda condición, se considerará la fuerza de tracción actuando sólo en una de las dos orejas de arrastre durante el deslizamiento de la estructura. Aunque esta condición tiene poca probabilidad de suceder, es necesario evaluarla para garantizar que la estructura y el sistema de arrastre tengan la capacidad necesaria en caso de que se presente esta contingencia.

Por último, se considerará una tercera condición cuando la fuerza de tracción se encuentre actuando en ambas orejas de arrastre. La figura 4.28 muestra las condiciones anteriormente descritas.

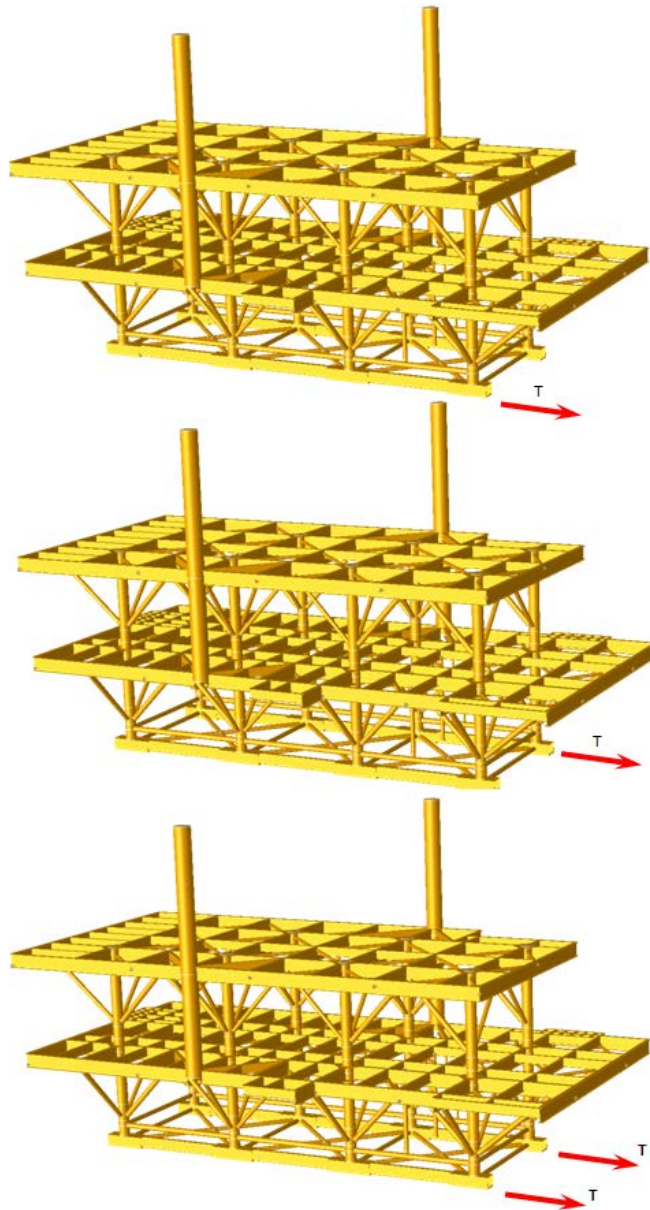


Figura 4.28. Condiciones de fuerza de tracción.

4.9.3 FUERZAS DE FRICCIÓN

Durante la modelación del arrastre de una Superestructura se toman en cuenta las fuerzas de fricción existentes entre la madera de los zapatos de arrastre y el acero de la viga corredera, las cuales se oponen a la acción de la fuerza de tracción aplicada.

El coeficiente de fricción estático considerado entre el acero y la madera es de $\mu_s = 0.20$ y el coeficiente de fricción cinética se considera de $\mu_k = 0.12$.

Los coeficientes de fricción antes mencionados deberán ser aplicados a cada una de las reacciones de la estructura como una fuerza en sentido contrario a la tracción en cada uno de los apoyos considerados.

Los resultados del análisis deben mostrar que para esta condición, la máxima relación de interacción de esfuerzos en miembros debe tener un valor menor a la unidad, el cual se encuentra dentro de los niveles permisibles (1.00), para que los elementos estructurales que conforman a la Superestructura, tengan un comportamiento adecuado de acuerdo con la normatividad aplicable.

4.10 ANÁLISIS DE EMBARQUE DE LA SUPERESTRUCTURA

Para el análisis de embarque de una Superestructura, se considera que la estructura se encontrará simultáneamente apoyada en el patio de fabricación y en la barcaza de transportación.

Los esfuerzos actuantes durante las operaciones de embarque de una Superestructura se determinan mediante un programa de cómputo (SACS).

El modelo estructural que se emplea en la realización del análisis de embarque, es el mismo modelo estructural utilizado en el análisis de arrastre de la Superestructura, al igual que las consideraciones de cargas que actúan sobre ella.

Durante el embarque de una Superestructura se deben considerar condiciones críticas que pueden ocurrir mientras se realiza esta maniobra; estas condiciones se describen brevemente en los siguientes puntos, recordando que el ejemplo que seguimos utilizando es un octápodo (8 piernas), pero la metodología es la misma para otro tipo de estructuras (trípodos, tetrápodos, hexápodos o dodecápodos).

- Condición 1: eje 4 libre.

En esta condición de embarque, se considera que la Superestructura será arrastrada de los zapatos de apoyo ubicados en el eje 4. Para esta condición se considera que tres de los ejes (eje 1, 2 y 3) están apoyados en el patio de fabricación, y el eje 4 tiene un desplazamiento mínimo antes de ser apoyado en la barcaza.

- Condición 2: eje 3 libre.

Esta condición de embarque, considera que una vez apoyado el eje 4 en la barcaza, los ejes 1 y 2 respectivamente se encuentran apoyados en el patio de fabricación; por lo que el eje 3 de la Superestructura presentará un desplazamiento mínimo antes de apoyarse en la barcaza.

- Condición 3: eje 2 libre.

Para esta condición de embarque, el eje 3 y 4 estarán apoyados en la barcaza, mientras que el eje 1 se encontrara apoyado en el patio de fabricación; por lo que el eje 2 de la Superestructura presentará un desplazamiento mínimo antes de apoyarse en la barcaza.

- Condición 4: eje 1 libre.

En esta condición el eje 1 presentará un mínimo desplazamiento al ser arrastrado del patio a la barcaza, quedando apoyados en la barcaza los ejes 2, 3 y 4.

De acuerdo con las condiciones y consideraciones descritas en los puntos anteriores, se debe verificar cuál es la condición crítica para analizarla, ya que revisando la condición más crítica, las demás condiciones no son de relevancia. Para determinar cuál es la condición crítica, normalmente se verifican los equipos y paquetería más pesada y su localización sobre la plataforma, y así se detecta el eje o pierna de la Superestructura con mayor descarga, siendo esta la condición más crítica.

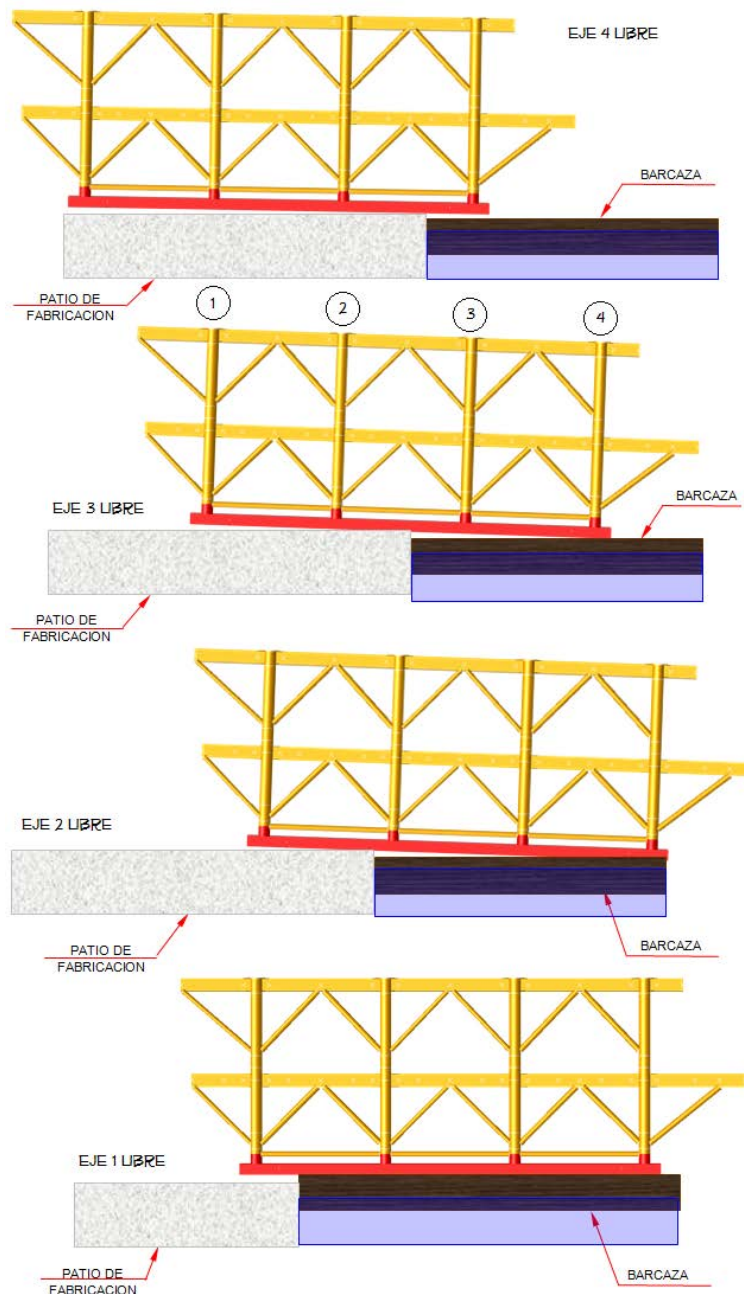


Figura 4.29. Ejemplo de embarque de una superestructura (octápodo).

Los resultados del análisis deben mostrar que para esta condición crítica, la máxima relación de interacción de esfuerzos en miembros debe tener un valor menor a la unidad, el cual se encuentra dentro de los niveles permisibles (1.00), para que los elementos estructurales que conforman a la Superestructura, tengan un comportamiento adecuado de acuerdo con la normatividad aplicable.

4.10.1 CONDICIONES DE FRONTERA DURANTE EL EMBARQUE

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las condiciones de frontera que se utilizan para cada uno de los apoyos del modelo estructural.

Tabla 4.13. Restricciones en los apoyos de la superestructura del ejemplo.

CONDICIÓN DE EMBARQUE	NODO	SUPERESTRUCTURA					
		CONDICIONES DE FRONTERA					
		*TRANSLACIONES			*ROTACIONES		
		Fx	Fy	Fz	Mx	My	Mz
1	000	1	1	1	0	0	0
	001	1	1	1	0	0	0
	002	1	1	1	0	0	0
	003	0	0	0	0	0	0
	004	1	1	1	0	0	0
	005	1	1	1	0	0	0
	006	1	1	1	0	0	0
	007	0	0	0	0	0	0
2	000	1	1	1	0	0	0
	001	1	1	1	0	0	0
	002	0	0	0	0	0	0
	003	1	1	1	0	0	0
	004	1	1	1	0	0	0
	005	1	1	1	0	0	0
	006	0	0	0	0	0	0
	007	1	1	1	0	0	0
3	000	1	1	1	0	0	0
	001	0	0	0	0	0	0
	002	1	1	1	0	0	0
	003	1	1	1	0	0	0
	004	1	1	1	0	0	0
	005	0	0	0	0	0	0
	006	1	1	1	0	0	0
	007	1	1	1	0	0	0
4	000	0	0	0	0	0	0
	001	1	1	1	0	0	0
	002	1	1	1	0	0	0
	003	1	1	1	0	0	0
	004	0	0	0	0	0	0
	005	1	1	1	0	0	0
	006	1	1	1	0	0	0
	007	1	1	1	0	0	0
*1 = Restringido			*0 = Liberado				

4.11 ANÁLISIS DE ARRASTRE Y EMBARQUE DE LA SUBESTRUCTURA

La realización del análisis de arrastre de la Subestructura, es la misma metodología utilizada en el análisis de arrastre de la Superestructura, descrito en el subcapítulo 4.9, sólo se deben hacer las adecuaciones correspondientes a la Subestructura.

El objetivo del análisis de arrastre y embarque de una Subestructura, es el de verificar que los elementos que conforman las vigas de arrastre de la Subestructura, así como la misma estructura, no excedan las máximas relaciones de interacción de esfuerzos admisibles considerando la normatividad aplicable en la Norma de referencia NFR-041-PEMEX-2007 "Carga, amarre, transporte e instalación de plataformas costa afuera".

4.12 ANÁLISIS DE IZAJE

El objetivo de realizar el análisis de izaje de una plataforma marina, tiene la finalidad de verificar que los esfuerzos que se presenten en los elementos estructurales y conexiones tubulares, cumplan con lo indicado en la normatividad aplicable.

El modelo estructural se realiza con base en la información generada en el diseño (operación y tormenta) de una plataforma. La figura 4.30 muestra un modelo estructural tridimensional correspondiente al análisis estructural de izaje de una Superestructura, realizado con el software de análisis estructural SACS Ver. 5.3.

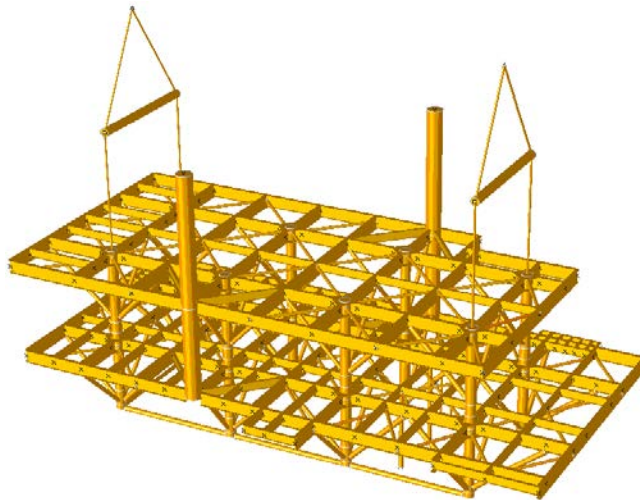


Figura 4.30. Ejemplo de modelo estructural tridimensional del izaje de una superestructura.

Para poder realizar la maniobra de izaje para la instalación de una Superestructura, se debe contemplar el uso de una embarcación de gran capacidad de carga (carga de izaje 14,000 t en condición óptima). Estas embarcaciones constan de 2 plumas las cuales tienen una capacidad de carga en condiciones óptimas de 7,000 t c/u. El análisis de izaje de la Superestructura, se realiza considerando dos puntos de izaje (como mínimo).

El análisis de izaje sirve como una ayuda para proponer un tipo de arreglo del sistema para izar la estructura (tipo, número y longitud de los cables y la estructuración de los muñones de izaje); pero, por el proceso constructivo, el arreglo de izaje final, será determinado durante la etapa de ingeniería de detalle por la contratista encargada de la ingeniería de detalle.

4.12.1 CONDICIÓN DE FRONTERA

Las condiciones de frontera en el análisis de izaje, se asemejan lo más posible a las condiciones reales a las que va a estar sometida la estructura durante la maniobra de izaje, en la cual el único punto de apoyo con el que se cuenta es el gancho de la grúa (punto donde se sujetan los cables de izaje).

Por lo anterior, se considera un apoyo articulado en el punto donde se ubica el gancho de la grúa, el cual depende de las limitaciones de capacidad y espacio de la misma, el arreglo sobre la barcaza de transportación y de la longitud propuesta de cables de izaje. Este apoyo permite las rotaciones alrededor de los tres ejes coordenados pero restringe las traslaciones en éstos.

Sin embargo, debido a la inestabilidad del modelo estructural no es posible realizar el análisis estructural considerando un solo apoyo articulado; por lo cual, con el objetivo de darle estabilidad al modelo, entonces se debe considerar adicionalmente un número de apoyos elásticos (resortes), los cuales tienen liberadas las rotaciones en los tres ejes coordenados y restringen parcialmente las traslaciones en el sentido horizontal (X y Y), permitiendo así a la estructura tener libertad de traslación en la dirección vertical (Z). Debido a que su función es únicamente la de hacer estable el modelo, se les asigna una rigidez lineal de magnitud pequeña (el número de apoyos dependerá del tipo de estructuración de la plataforma).

En la siguiente figura se muestra un ejemplo del modelo al que se le asignaron los resortes, con lo que se verifica que no toman carga.

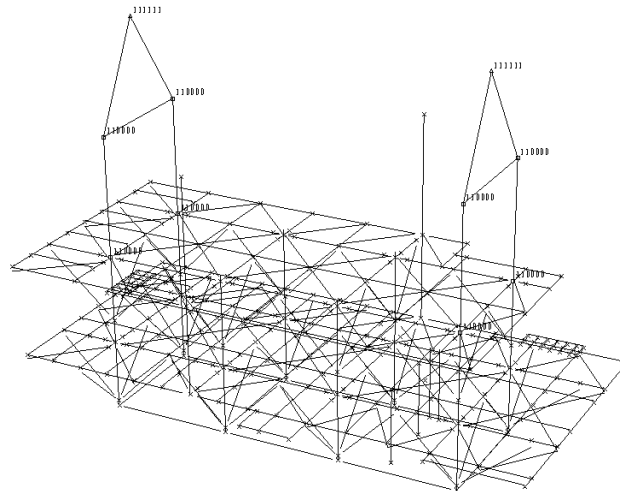


Figura 4.31. Ejemplo de condiciones de frontera en el modelo estructural.

4.12.2 CONSIDERACIONES DE CARGA

Las condiciones de carga gravitacionales empleadas durante este tipo de análisis estructural, se describen en la siguiente tabla, de acuerdo con las consideraciones mencionadas en capítulos anteriores.

Tabla 4.14. Condiciones de carga.

No.	Descripción
1	PESO PROPIO (MODELADO)
2	CARGA MUERTA EN CUBIERTA SUPERIOR
3	CARGA MUERTA EN CUBIERTA INFERIOR
4	CARGA MUERTA EN SUBNIVEL (ES)
5	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA SUPERIOR (VACÍO)
6	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA SUPERIOR (VACÍO)
7	CARGA DE EQUIPO EN CUBIERTA INFERIOR (VACÍO)
8	CARGA DE TUBERÍAS EN CUBIERTA INFERIOR (VACÍO)
9	CARGA DE EQUIPO Y TUBERÍA EN SUBNIVEL (ES) (VACÍO)

Estas condiciones de carga se establecen desde un principio, con una bajada de cargas gravitacionales, como se explicó anteriormente.

4.12.3 FACTORES DE CARGA

Las siguientes subcapítulos muestran los factores de contingencia utilizados en la Norma NRF-041-PEMEX-2007 y los indicados en el API RP 2A-WSD, con el objetivo de compararlos y utilizar los más desfavorables en el diseño de izaje de la estructura a analizar (Subestructura o Superestructura).

FACTORES DE CARGA ESTÁTICA

El peso de diseño de la estructura debe incluir factores de contingencia adecuados que permitan que la estructura sea más pesada de lo proyectada.

Para permitir tolerancias de fabricación, pintura, soldadura, sustitución del tamaño de secciones y adiciones futuras, el peso estimado del acero estructural deberá ser incrementado en un 5% con base a la norma NRF-041-PEMEX-2007, como se indica en la tabla 4.5 "Factores de contingencia para diseño de la carga, transporte e izaje" (normalmente se utiliza el 5% debido a que la información que se tiene son planos APC).

FACTORES DE CARGA DINÁMICA

El API RP 2A-WSD en su sección 2.4.2.C "Dynamic Load Factors" indica lo siguiente:

"Para el izaje realizado en mar abierto, los muñones de izaje y los elementos internos de la estructura, conectados en el nodo donde la oreja transmita las fuerzas de izaje a la estructura, deben ser diseñados con un factor de carga mínimo de **2.0** aplicado a las cargas estáticas calculadas. Todos los elementos restantes de la estructura deben ser diseñados usando un factor de carga mínimo de **1.35**".

La norma NRF-041-PEMEX-2007, toma en cuenta diferentes aspectos para determinar el factor a utilizar en el análisis de izaje, a continuación se describe cada uno de ellos:

FACTOR POR AMPLIFICACIÓN DINÁMICA (FAD)

Este factor se obtiene a partir del peso de la estructura a izar y del barco a utilizar, debido a que para el diseño de la estructura, casi nunca se tiene este último dato, se debe proponer un criterio para considerar en qué tipo de embarcación se transportará a la estructura. Como ejemplo, se considera un barco grúa de casco sencillo, en la siguiente tabla se muestra el factor de amplificación dinámica a considerar para este tipo de embarcaciones.

Tabla 4.15. Valores FAD para barcos grúas de casco sencillo izaje (NRF-041-PEMEX-2007, tabla 9).

Factor de Amplificación Dinámica			
	< 100 t	100 – 1000 t	> 1000 t
En aguas costeras/área de refugio	1,3	1,2	1,15
Izaje Costa afuera en cubierta de la embarcación	1,3	1,2	1,15
Costa afuera en general	1,5	1,4	1,3
Sumergido costa afuera	> 1,5 (Ver nota)	> 1,4 (Ver nota)	> 1,3 (Ver nota)

Nota: Los valores 1,30, 1,4 y 1,5 (factor en peso sumergido) mencionados en la tabla deben ser considerados solamente como indicativos y no ser utilizados como un FAD estándar para estos casos. El FAD dependerá en gran medida del método de instalación, las circunstancias ambientales y la proporción entre la masa del objeto izado y el peso sumergido. La justificación del FAD aplicable en izajes críticos y/o no estándar, debe estar basada en un estudio o evaluación.

FACTOR POR DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA SISTEMAS DE IZAJE DE DOS O TRES PUNTOS

Normalmente las estructuras a izar cuentan con dos o tres puntos de izaje, entrando en la categoría de “dos o tres puntos de izaje” según la NRF-041-PEMEX-2007. Estos sistemas de izaje de dos y tres puntos son configuraciones determinadas estáticamente. La fuerza vertical de la eslinga (F_{vs}) se calcula por medio de la distribución del diseño de la carga de gancho sobre los puntos de izaje (a la proporción de las distancias horizontales del C.o.G. a cada punto de izaje) y multiplicado por un factor de distribución (μ_{dist}) de al menos 1,05.

Si una geometría de izaje es sensible a las tolerancias de longitud de la eslinga (pequeñas distancias entre los puntos de izaje (ver figura 4.32), entonces el factor de distribución debe estar seguido de un estudio o evaluación.

Para la geometría de izaje de la figura 4.32, un 75% - 25% ($\mu_{dist} = 1,5$) usualmente la distribución debe ser tomada en cuenta.

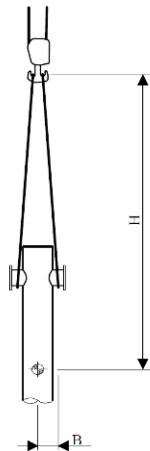


Figura 4.32. Ejemplo de geometría sensible a tolerancias de longitud de eslingas.

FACTORES DE CONSECUENCIA PARA EL DISEÑO DE FDRC Y CARGA DE TRABAJO SEGURO (CTS)

Además de los factores por los efectos dinámicos, tolerancias de pesos, factores de carga, cargas asimétricas y diferentes factores dados en la norma, se deben aplicar a cada elemento de la estructura los factores incluidos en la siguiente tabla.

Tabla 4.16. Factores de consecuencia para el diseño de FDRC y CTS.
(NRF-041-PEMEX-2007, Tabla 11).

Elemento estructural	Factor de Consecuencia
Puntos de izaje, barras espaciadoras y elementos de aparejos	1,0
Miembros principales de transferencia de carga	1,0
Otros miembros secundarios	0,67

Un miembro se considera como primario cuando los colapsos de la estructura son resultado de falla de la misma. Generalmente, los miembros primarios son aquellos directamente conectados a los puntos de izaje, los otros son definidos como secundarios.

FACTOR DE CONSECUENCIA (μ_{cf})

Debido a que los izajes con grúa simple generalmente son menos complejos y ya toman en consideración un factor de distribución adicional, el factor de consecuencia para izajes con grúa simple son de **1.0**, a menos que los puntos de izaje sean puntos de izaje moldeados o usados de manera frecuente.

Por lo que se considera un factor de consecuencia debido a que los puntos de izaje se usarán de manera frecuente.

Tabla 4.17. Factores de consecuencia (μ_{cf})
(NRF-041-PEMX-2007, Tabla 12)

Factor de Consecuencia μ_{cf}			
Si es aplicable más de uno de los 6 casos, se debe tomar en cuenta el más oneroso.	Puntos de izaje	Elementos que se ubican en los puntos de izaje	Otros elementos que transfieren las fuerzas de izaje.
1 Sistemas de izaje con grúa simple	1,0	1,0	1,0
2 Sistemas de izaje con doble grúa (sistema de 4 puntos de izaje en una grúa)	1,0	1,0	1,0
3 Sistema de izaje con grúa doble (sistema de 1/2/3 puntos de izaje en una grúa)	1,1	1,1	1,0
4 Puntos de izaje moldeados	1,1	N.A.	N.A.
5 Puntos de izaje usados frecuentemente con PND (nota 1)	1,1	1,1	1,0
6 Puntos de izaje usados frecuentemente sin PND (nota 2)	1,35	1,35	1,0
<p>Nota 1: Aplica para puntos de izaje usados frecuentemente con una inspección de P.N.D antes de cada operación de izaje.</p> <p>Nota 2: Aplica para puntos de izaje usados frecuentemente en las cuales solo se hace una inspección de P.N.D completa después de un periodo de uso frecuente. Esto es muchas veces el caso para puntos de izaje o equipos.</p>			

En la siguiente tabla se muestra la comparativa entre los factores de contingencia considerados en el API RP 2A-WSD y la NRF-041-PEMEX-2007 (se tomaron los valores máximos de la Norma Mexicana).

Tabla 4.18. Comparativa de factores API vs NRF.

NORMATIVIDAD	ELEMENTOS QUE SE UBICAN EN LOS PUNTOS DE IZAJE	MIEMBROS SECUNDARIOS
API	2.00	1.35
NRF	1.50	1.40

Los factores de amplificación dinámica considerados por el API RP 2A-WSD, resultan más desfavorables respecto a la NRF-041-PEMEX-2007 por lo que, normalmente, los análisis se desarrollan con los que indica el API.

Del resultado del análisis, se obtienen los valores del peso de la estructura junto con la ubicación del C.o.G. para cada una de las combinaciones de carga.

Como ejemplo, en la figura 4.33, se presenta un arreglo de los cables de izaje para una subestructura de tres piernas o trípode.

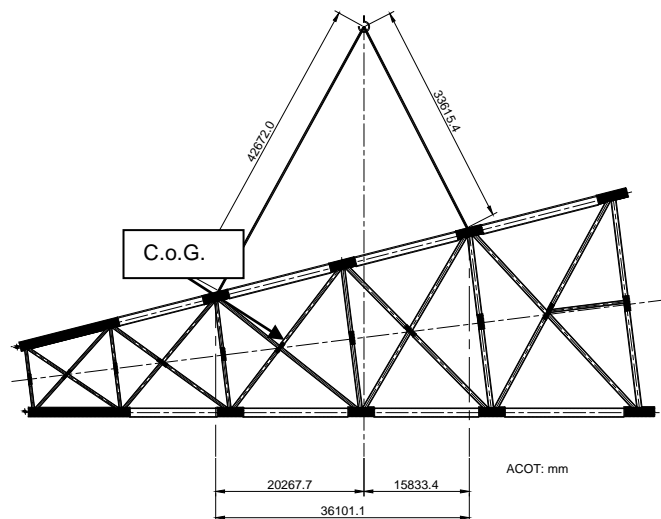


Figura 4.33. Ejemplo de un arreglo de cables de izaje para un trípode.

Los resultados que se obtienen en el análisis de izaje de una estructura, se debe de observar que la estructura propuesta presente un comportamiento adecuado ante las solicitaciones de carga durante esta etapa, es decir, que los esfuerzos en los elementos estructurales y en la revisión por punzonamiento en las juntas tubulares, presenten relaciones de interacción de esfuerzos menores a la unidad.

4.13 ANÁLISIS DE FLOTACIÓN

El análisis de flotación de la subestructura de una plataforma marina, permite determinar el número de tanques de flotación requeridos para garantizar que la maniobra de instalación de la Subestructura se realice de manera segura cumpliendo con los requerimientos indicados en la Normatividad.

Normalmente, la Subestructura de una plataforma marina es transportada sobre un chalán hasta el sitio de instalación para posteriormente ser lanzada. Una vez que la Subestructura sea lanzada al mar, tratará de recuperar su posición de equilibrio con base en el peso y flotación de la misma. El análisis de flotación de una Subestructura, permitirá determinar el número de tanques de flotación requeridos, para mantener a la Subestructura flotando en posición horizontal, cumpliendo con la Reserva de Empuje requerida por la Normatividad.

El modelo estructural que se emplea para realizar el análisis de flotación, es el modelo empleado en el análisis por condiciones ambientales de operación y tormenta, al cual se le realiza modificaciones, para que el modelo sea lo más adecuado a la realidad, algunas de las modificaciones principales que se deben tomar en cuenta son las siguientes:

- Se deben modelar los espesores reales de diseño en la zona de mareas y oleaje (se elimina la reducción de espesor por efectos de corrosión).
- Se considera que la Subestructura se apoyará sobre traveses de fabricación en alguna cara (lado eje A o B), por lo que se debe retirar el embarcadero así como las defensas de pierna localizadas sobre ese eje.
- Se retiran protectores de ductos ascendentes.

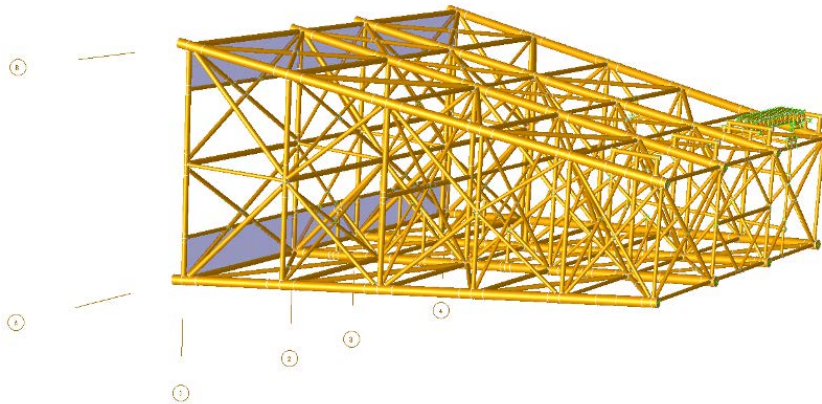


Figura 4.34. Ejemplo de un modelo estructural de una subestructura.

4.13.1 CONSIDERACIONES DE CARGA

Las condiciones de carga gravitacionales empleadas durante este tipo de análisis estructural, se describen en la siguiente tabla, de acuerdo con las consideraciones mencionadas en capítulos anteriores.

Tabla 4.19. Condiciones de carga.

No.	Descripción
1	Peso propio
2	Embarcadero
3	Placa base
4	Ánodos de sacrificio
5	Pasillos
6	Orejas de izaje
7	Vigas de deslizamiento

Las cargas mencionadas en la tabla anterior, deberán contener un incremento del 10% para cubrir contingencias en el peso final.

El análisis de flotación se realiza para verificar la Reserva de Empuje que presenta la Subestructura de una plataforma durante las condiciones de instalación (después del lanzamiento y durante el posicionamiento vertical de la misma), y en caso de no cumplir con la Reserva de Empuje requerida en la normatividad, se debe incrementar la flotación de la Subestructura a través de tanques colocados temporalmente en la Subestructura. El análisis se realiza con ayuda de un software de análisis estructural (SACS).

Durante un análisis de flotación se considera que las columnas (piernas) de la Subestructuras están selladas en sus extremos, sin que presenten daños durante la maniobra. Posteriormente, se hace otro análisis con la condición en que una de estas columnas sufra daño y comience a inundarse.

Los requerimientos que indica la Norma de Referencia NRF-041-PEMEX-2007 se indican en la tabla siguiente:

Tabla 4.20. Reserva de Empuje después del lanzamiento.

Concepto	Intacto	Daño
Reserva de Empuje		
Subestructura después del lanzamiento	15%	5%
Durante la puesta en pie con lastrado sin asistencia de la grúa	Suficiente para mantener un claro sobre el fondo marino positivo	
Subestructuras izadas que requieren estar a flote para cambiar el arreglo de izaje	10%	5%
Otros casos	10%	5%
Altura Metacéntrica Transversal		
Conjunto chalán/subestructura, desde el inicio del lanzamiento hasta que el balancín ha girado	> 1,0 m	
Subestructura, desde el despegue hasta la máxima inmersión	Ver Nota 1)	
Altura Metacéntrica		
Longitudinal y transversal, después del lanzamiento, flotando horizontalmente	> 0,5 m	> 0,2 m
Durante la puesta vertical, transversal	> 0,5 m	> 0,2 m
Durante la puesta vertical, longitudinal	Positiva	
Claro mínimo entre la subestructura y el fondo marino		
Durante el lanzamiento	> 10% del tirante de agua o, > 10,0 m, el que sea mayor	
Durante la puesta en pie	> 5,0 m (Ver Nota 2)	Positiva
Nota 1): La estabilidad de la subestructura puede ser negativa durante el periodo comprendido desde su separación del chalán y hasta su máxima inmersión, sujeto a que se demuestre por medio de ensayos con modelos, o con análisis de lanzamiento tridimensionales, que la subestructura cabecea hacia una posición con suficiente estabilidad transversal antes de que ésta empiece a balancearse.		
Nota 2): Debe incluir los movimientos estimados de la subestructura, la escora debido a las corrientes y fuerzas de remolque, imprecisiones de las inspecciones del fondo, sobre-peso de la subestructura y depresión del nivel del mar debido a la presión atmosférica.		

El análisis de flotación en condición intacta, considera todas las columnas de la Subestructura selladas en sus extremos (superiores e inferiores) a través de tapas y sellos, lo cual le proporcionará flotación a la subestructura.

El análisis de flotación en condición con daños, considera que las columnas de la Subestructura deben estar selladas en sus extremos (superiores e inferiores) a través de tapas y sellos, y una columna con daños, lo que representa la pérdida de flotación en la misma.

La Reserva de Flotación se determina como lo indica la Norma de Referencia NRF-041-PEMEX-2007, mediante la siguiente expresión:

$$RE = \left(\frac{E}{P} - 1 \right) * 100$$

Donde:

RE = Reserva de Empuje (%).

E = Empuje resultante de sumergir completamente la Subestructura.

P = Peso de la estructura, incluyendo contingencias de peso.

Como ejemplo se muestra un listado de salida de un análisis de flotabilidad de un octápodo, con ayuda del software SACS:

```

***** JACKET PROPERTIES *****
NUMBER OF JOINTS ..... 337
NUMBER OF MEMBERS ..... 784
NUMBER OF PLATES ..... 18
NUMBER OF ADDITIONAL WEIGHTS ..... 532
NUMBER OF MEMBER SEGMENTS ..... 5

MATERIAL DENSITY ..... 539.000 (LB/FT3)
SEAWATER DENSITY ..... 64.200 (LB/FT3)
TOTAL WEIGHT ..... 6873.033 (KIPS)
MEMBER WEIGHTS ..... 6148.499 (KIPS)
PLATE WEIGHTS ..... 245.490 (KIPS)
ADDED WEIGHTS ..... 479.043 (KIPS)
TANK WEIGHTS ..... 0.000 (KIPS)
SLING WEIGHTS ..... 0.002 (KIPS)
TOTAL BUOYANCY ..... 8595.234 (KIPS)

```

Por lo que:

$$RE = \left(\frac{8595.234}{6873.033} - 1 \right) * 100 = 25.06\%$$

Por lo que la Subestructura para esta plataforma ejemplo cumple con la Reserva de Empuje en condición intacta requerida por la normatividad (15%), no requiriéndose el empleo de tanques de flotación.

Para la condición con daños, el listado de salida se muestra enseguida:

```

***** JACKET PROPERTIES *****
NUMBER OF JOINTS ..... 337
NUMBER OF MEMBERS ..... 784
NUMBER OF PLATES ..... 18
NUMBER OF ADDITIONAL WEIGHTS ..... 532
NUMBER OF MEMBER SEGMENTS ..... 5

MATERIAL DENSITY ..... 539.000 (LB/FT3)
SEAWATER DENSITY ..... 64.200 (LB/FT3)
TOTAL WEIGHT ..... 6873.072 (KIPS)
MEMBER WEIGHTS ..... 6148.499 (KIPS)
PLATE WEIGHTS ..... 245.490 (KIPS)
ADDED WEIGHTS ..... 479.082 (KIPS)
TANK WEIGHTS ..... 0.000 (KIPS)
SLING WEIGHTS ..... 0.002 (KIPS)
TOTAL BUOYANCY ..... 8203.030 (KIPS)
    
```

Se determina la Reserva de Empuje como lo indica la Norma de Referencia NRF-041-PEMEX-2007, mediante la siguiente expresión:

$$RE = \left(\frac{8203.030}{6873.072} - 1 \right) * 100 = 19.35\%$$

La Subestructura para esta plataforma ejemplo, cumple con la Reserva de Empuje en condición de daño en una de sus piernas (A-4) requerida por la Normatividad (5%), no requiriéndose el empleo de tanques de flotación.

Del análisis realizado, se tiene que el peso de la Subestructura considerando contingencias (10%) es de 6873 kips (3118 Ton), y la flotación que ofrece la misma con el sellado de las ocho columnas es de 8595 kips (3899 Ton).

Después del análisis de flotabilidad, se determina el peso máximo de la Subestructura, para asegurar el cumplimiento de la Reserva de Empuje indicada en la Normatividad (15%), durante la instalación de la misma.

$$RE = \left(\frac{E}{P} - 1 \right) * 100 \qquad P = \left(\frac{E}{\left[\frac{RE}{100} + 1 \right]} \right) \qquad P = \left(\frac{8595}{\left[\frac{15}{100} + 1 \right]} \right) = 7473.9 \text{ kips (3390 TM)}$$

De lo anterior, la Subestructura tiene un margen de 272 ton. adicionales en peso, para seguir cumpliendo con la Reserva de Empuje requerida por la Normatividad.

Durante este capítulo se describieron de manera general y descriptiva, los análisis más básicos que se realizan a las Plataformas Marinas Fijas tipo Jacket en la Sonda de Campeche; dichos análisis son las bases para toda la ingeniería APC (Aprobado Para Construcción).

CAPÍTULO 5

5.0 MODELACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS



5.1 SOFTWARE SACS (STRUCTURAL ANALYSIS COMPUTER SYSTEM) - OFFSHORE STRUCTURE ENTERPRISE

SACS es un conjunto integrado de programas de análisis estructural de elementos finitos que ofrece, de manera inigualada, el diseño, la fabricación, la instalación, el manejo de las operaciones y el mantenimiento de estructuras costa afuera, principalmente, plataformas petroleras. Más de 30 años de experiencia en estos requisitos especializados convierten a SACS en el pilar de análisis para la mayoría de los ingenieros de estructuras costa afuera en el mundo. Prácticamente todas las compañías energéticas de México especifican el uso de software SACS en sus firmas de ingeniería a lo largo del ciclo de vida de las plataformas fijas costa afuera diseñadas en el País.

El programa SACS proporciona a los ingenieros especialistas en estructuras costa afuera capacidades de diseño que mejoran la seguridad y el funcionamiento de la estructura a utilizar, así como minimizar los riesgos y los costos de una amplia gama de estructuras. SACS es experto en el análisis especializado para cualquier proyecto costa afuera, por ejemplo: análisis estructural no-lineal, análisis de respuesta dinámica debido al viento, a la corriente, al oleaje y a las cargas sísmicas, además cuenta con análisis de alta gama, especial para cargas accidentales graves como la explosión dinámica, impacto por buque y el colapso estructural.

El programa SACS puede modelar estructuras con todos los perfiles integrados en su biblioteca o cuenta con la posibilidad de crear perfiles armados de acuerdo a las necesidades del diseñador; los perfiles más comunes utilizados en SACS son perfiles tubulares concéntricos, vigas "IR", mástiles, largueros "CE" y ángulos "LE", conos, acartelamientos, etc., en resumen, maneja la mayoría de los perfiles de acero con los que diseñan los Pilotes, Superestructuras y Subestructuras tipo Jacket que conforman una plataforma petrolera en el Golfo de México.

La capacidad de apegarse a los códigos específicos de diseño de la ingeniería costa afuera internacionales y a las normas reconocidas mundialmente (API RP 2A-WSD), hace del software SACS una de las herramientas más utilizadas en este ámbito, además su capacidad es reforzada por funcionar en un sistema operativo de 64 bits, con velocidad del procesador Multi-core y la capacidad de reutilizar datos de la perfecta integración con otras aplicaciones como AutoCad o Staad Pro.

SACS cuenta con varios módulos integrados que permiten generar de manera dinámica cualquier tipo de sistema estructural costa afuera mediante plantillas o herramientas de modelado de forma libre; luego el modelo se puede súper-editar con cargas ambientales por ejemplo: sismo, oleaje, viento, crecimiento marino, etc. y se pueden investigar diversos escenarios potenciales, incluidos los efectos de la fatiga, el colapso, el impacto de barcos, el transporte y la instalación.

Los módulos o paquetes que integran al programa SACS son los siguientes:

- *SACS Offshore Enterprise.
- *SACS Pile Structure Design.
- *SACS Collapse.
- *SACS Fatigue Enterprise.
- *SACS Marine Advanced.

El programa tiene la capacidad de realizar diversos análisis de acuerdo con la respuesta estructural requerida, considerando así los efectos estáticos, dinámicos y no-lineales necesarios para modelar de forma aproximada el comportamiento real de la plataforma.

Además cuenta con la capacidad de revisar la resistencia de los elementos por diversas especificaciones de diseño estructural ante los esfuerzos inducidos por las diferentes consideraciones de carga, por lo que cada uno de ellos deberá ser congruente con las condiciones de carga y frontera correspondiente a cada una de las etapas que se represente.

5.2 GENERALIDADES

El programa de cómputo, modela todos los elementos estructurales principales como son las columnas, pilotes, elementos de arriostramiento horizontal y vertical (puntales), así como el sistema de piso conformado con vigas de secciones universales o armadas. Dichos componentes se pueden visualizar dentro de un espacio tridimensional (3D) como se muestra en la siguiente figura.

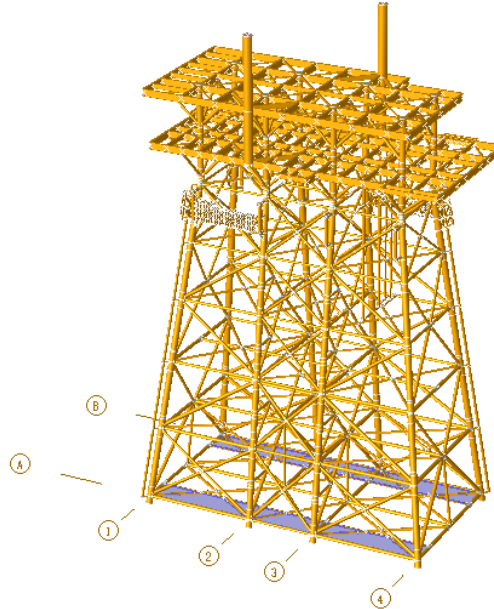


Figura 5.1. Estructura modelada en SACS ver. 5.3.

Para poder modelar una estructura de estas dimensiones es necesario conocer los elementos básicos de modelado, por lo que en el desarrollo de este capítulo se dará una breve descripción de la información básica necesaria para modelar, analizar e interpretar los datos de entrada y salida del programa para introducirse de una manera rápida en el modelado de una plataforma marina con ayuda de este Software.

El programa SACS abarca todos los análisis mencionados a lo largo de este documento y por ello aplica a este tipo de estructuras (fijas tipo Jacket) instaladas en la costa y mar abierto.

Para el análisis estructural de plataformas marinas, el programa requiere tener la siguiente información (mínima más no limitante):

MODELO DE LA ESTRUCTURA

Dentro de los trabajos correspondientes al inicio del desarrollo de la ingeniería, se debe realizar la estructuración y el dimensionamiento de la estructura que conformará una plataforma marina, tomando en cuenta los requerimientos debidos al tirante de agua del sitio y las descargas generadas por la Superestructura debido a la instalación de accesorios y equipos necesarios para realizar las operaciones de perforación, producción, alojamiento de personal, etc. sobre la misma.

Los elementos estructurales con los cuales se puede diseñar una plataforma son bastantes pero limitados, y estos se seleccionan de acuerdo a cada una de las sollicitaciones a las cuales estarán sometidos; para poder facilitar al diseñador su tarea, la mayoría de los programas de cómputo para diseño estructural cuentan en su biblioteca con estos elementos, que a su vez ofrecen sus características geométricas, como inercias, centro de gravedad, módulo de sección, etc.

En primera instancia al modelo, se debe revisar que los elementos estructurales propuestos cumplan con las recomendaciones del API RP 2A-WSD, incisos 2.3.6.d "Requerimientos de ductilidad", 3.3.1.d "Relaciones de esbeltez", analizando los perfiles críticos para cada una de las revisiones. Posteriormente, se debe verificar la capacidad estructural de los elementos propuestos mediante los análisis para condiciones de instalación (arrastre, embarque, transportación e instalación) y servicio (operación, tormenta, sismo, fatiga y colapso por tormenta).

MODELO DEL SUELO

A fin de adecuarse a las distintas condiciones de suelo que implican las exploraciones superficiales y en profundidad, SACS también ofrece una solución integral para el diseño de sistemas de cimentación avanzados (pilotes de fricción).

Para evaluar la respuesta estructural de los pilotes ante las solicitaciones de carga en las etapas de instalación y en sitio, se deben realizar diferentes análisis para determinar los elementos mecánicos actuantes sobre la cimentación. El programa verifica el comportamiento no-lineal entre el suelo y el pilote, las deflexiones y rotaciones en los pilotes individuales y en grupo, así como en todos los puntos críticos incluyendo cabeza de pilotes (pile head), puntos de inflexión y mudline (línea de lodos); recalcando que las deflexiones y rotaciones, no deberán tener magnitudes que excedan los límites permisibles de servicio durante la operación de la plataforma.

La penetración de hincado de los pilotes deberá ser suficiente para desarrollar la capacidad de carga adecuada y resistir satisfactoriamente las reacciones máximas actuantes de compresión y tensión, con un factor de seguridad adecuado, cumpliendo con lo indicado en la sección 6.3.4 del API RP-2A WSD.

La capacidad de carga última del pilote se determina a partir de la curva de capacidad de carga indicada en el estudio geotécnico del sitio.

El modelo estructural de la cimentación con el software SACS, también incluye los efectos de la socavación, ya que esta reduce la capacidad de carga lateral del pilote, así como su comportamiento axial, la cual será considerada conforme a las recomendaciones indicadas en el estudio geotécnico.

Los esfuerzos permisibles serán los especificados en el manual AISC, para secciones roladas en caliente, incluyendo las consideraciones de la sección 3.1 y 3.3 del API RP-2A WSD.

El espesor del pilote en la zona del lecho marino está gobernado por la combinación de carga axial y momento flexionante, resultado de las cargas actuantes sobre la plataforma; la curvatura del momento flexionante en el pilote, deberá ser determinado con base en las reacciones de las curvas P-Y indicados en el estudio geotécnico final.

CARGAS GRAVITACIONALES

Dentro de las cargas gravitacionales se encuentra la carga muerta, que considera el peso propio de la estructura, el cual se integra por el peso de los elementos principales y secundarios que forman al modelo estructural de la estructura, los cuales contribuyen en la rigidez y resistencia del sistema estructural. Este peso es determinado por medio del programa SACS 5.3, con base en las propiedades geométricas de los elementos que integran la estructura, considerando una densidad del acero propuesta para cada elemento, por ejemplo para un acero A36 ($F_y = 36$ Ksi) se utiliza una densidad de 490 lb/ft^3 (7850 kg/m^3) normalmente.

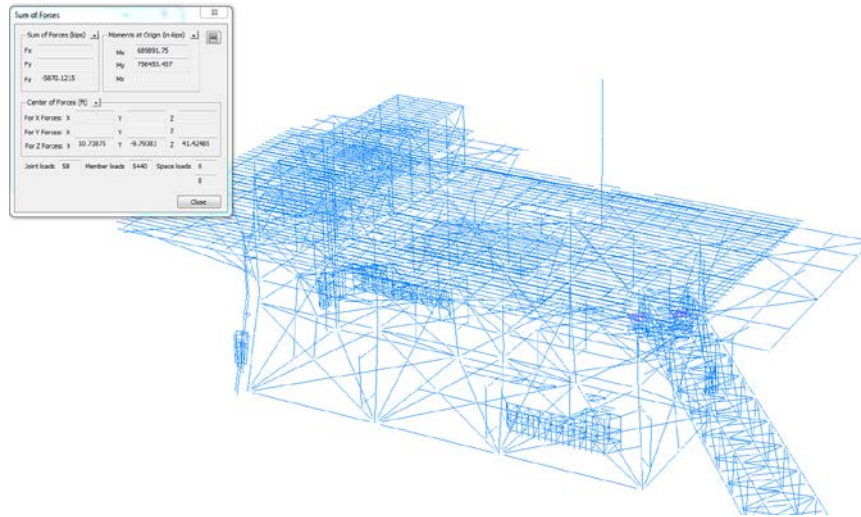


Figura 5.2. Estructura modelada en SACS (peso propio).

La figura 5.3 ejemplifica como se visualiza dentro del programa una Carga Muerta (CM) sobre la cubierta superior de una plataforma, esta carga como ejemplo, está representada por el peso de rejilla, barandales y pasillos.

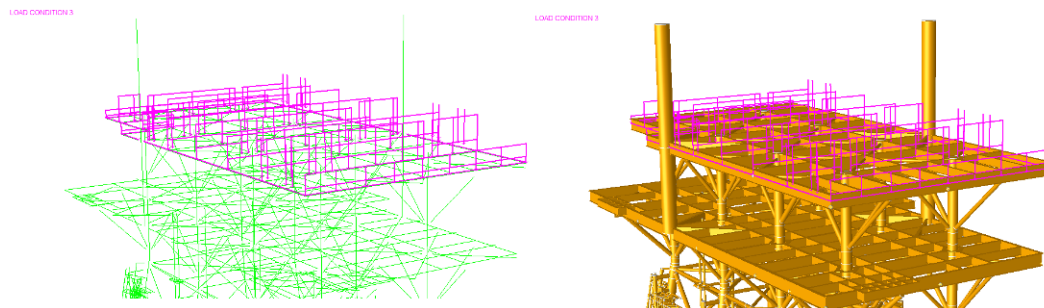


Figura 5.3. Condición de carga gravitacional (CM sobre cubierta superior).

CARGAS AMBIENTALES

Las cargas ambientales dependen de las condiciones meteorológicas y oceanográficas de cada región, para el caso de las plataformas fijas instaladas en el Golfo de México donde las estructuras son relativamente pequeñas o son instaladas en aguas someras, las cargas generadas se consideran como fuerzas estáticas actuando sobre la estructura.

Las cargas ambientales más representativas son el oleaje, las corrientes y el viento. Para determinar la magnitud y distribución de estas cargas sobre la estructura, se debe utilizar la metodología propuesta por el American Petroleum Institute (API) para determinar los parámetros necesarios, así como las características de tales cargas con el objetivo de que estas puedan ser generadas por el programa de análisis SACS versión 5.3.

La determinación de los parámetros ambientales para las condiciones de operación y tormenta, se desarrollan con base en la información de las gráficas incluidas en la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007.

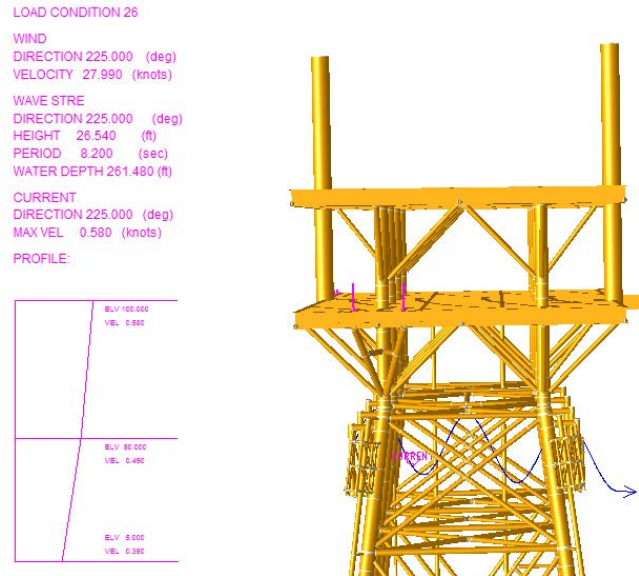


Figura 5.4. Condición de carga ambiental (viento, oleaje y corriente incidiendo a 45°).

Los parámetros ambientales así como las cargas gravitacionales se deben incluir en el modelo de cargas (en formato para SACS Ver. 5.3), el cual se empleará en el análisis local de la Superestructura de la Plataforma, aplicando los factores que le correspondan para cada condición de evaluación.

5.3 DATOS DE ENTRADA

Se presenta una lista con los datos mínimos que se requieren para modelar y analizar una estructura de una plataforma marina en el programa de cómputo SACS:

1) Topología.

- a. Elevaciones de plantas estructurales.
- b. Geometría de las plantas y elevaciones estructurales
- c. Geometría de los marcos estructurales.

2) Datos del sitio de instalación.

- a. Tirante de agua.
- b. Parámetros oceanográficos.
- c. Velocidad del viento.

3) Sección transversal de miembros estructurales.

- a. Diámetros y espesores de carretes.
- b. En secciones abiertas, espesor y ancho de patín, espesor y altura de del alma.
- c. Tipos de acero.

4) Crecimiento marino.

- a. El espesor del crecimiento marino debe modelarse considerando el promedio de las mediciones registradas en los últimos 5 reportes de inspección anual para diferentes rangos de elevación. Para los casos en los que no se cuenta con esta información, deben tomarse los valores mostrados en la tabla 8.5.5 "Espesor de crecimiento marino recomendado para evaluación" de la Norma de Referencia NRF-003-PEMEX-2007.

5) Parámetros hidrodinámicos.

- a. Coeficiente de arrastre.
- b. Coeficiente de inercia.
- c. Coeficiente cinemático de ola.

6) Condiciones de carga

- a. Cargas gravitacionales.
- b. Cargas ambientales.
- c. Combinaciones de carga.

5.4 DATOS DE SALIDA

El programa SACS 5.3 cuenta básicamente con dos interfaces de salida (al igual que de entrada), una interface "visual" en 3D (**postvue**) y otra "analítica" (lista de salida).

La estructuración propuesta se utilizará en la generación del modelo de análisis, el cual se empleará en la elaboración de los análisis estructurales de sitio:

- operación y tormenta estático.
- operación y tormenta dinámico.
- sísmico nivel de resistencia.
- sísmico nivel de ductilidad.
- fatiga y colapso por tormenta.

Y de los análisis estructurales de instalación:

- arrastre.
- embarque.
- izaje.
- transportación.

Considerando la distribución, dimensiones y pesos de equipos y accesorios.

Las secciones propuestas podrán ser modificadas, o bien, podrán adicionarse elementos para reforzar áreas específicas dependiendo de los resultados que se obtengan en los análisis mencionados.

Así, llegamos al final de este documento, esperando que se haya podido dar a entender la importancia de conocer e introducirse en la Ingeniería Costa afuera de nuestro País, recalcando que México está desarrollando nuevas estrategias para la explotación de hidrocarburos (aguas profundas), dando lugar a los ingenieros civiles una gran oportunidad de trabajo.

Finalmente, se presentan algunos comentarios y conclusiones.

CAPÍTULO 6

6.0 CONCLUSIONES



Los aspectos tratados en este documento están basados y han sido enfocados solamente al caso de parámetros oceanográficos bajo las condiciones de diseño de operación y tormenta, fatiga, sismo, arrastre, embarque, izaje y flotación. Este trabajo no aborda los análisis para las diferentes cargas accidentales como son explosiones e impacto de barco o buque, o alguna otra condición que represente un riesgo estructural para este tipo de plataformas fijas; la intención fue mostrar el manejo de la información estructural considerando el departamento de Ingeniería Civil-Estructural.

Por lo tanto, de la realización del presente trabajo se concluye lo siguiente:

Todos los análisis descritos en el documento tienen la finalidad de pronosticar y verificar que el comportamiento estructural de cada uno de los componentes propuestos de la misma (Superestructura, Subestructura y Pilotes) ante cualquier condición de diseño, se encuentre dentro de los parámetros permisibles por los códigos y normas vigentes (es decir, que la máxima R.I. de esfuerzos en todos los elementos de la estructura debe ser menor a la unidad).

A pesar de los avances tecnológicos desarrollados durante los últimos 20 años, la utilización de los métodos, códigos y criterios para el diseño, análisis, fabricación, evaluación y mantenimiento de plataformas marinas en particular en la Sonda de Campeche son prácticamente los mismos desde hace ya más de 30 años (American Petroleum Institute). Los análisis presentados en este documento involucran cálculos complejos y extensos, aunque se han desarrollado herramientas (software) que facilitan de una manera más rápida y sencilla todos los análisis estructurales, los cuales han sido aplicados en un gran número de instalaciones Costa afuera del país, lo que ha permitido estandarizar los criterios de diseño propuestos por PEMEX en todas las empresas privadas de Ingeniería dedicadas a la Ingeniería Costa Afuera, con ello se reducen considerablemente los tiempos en el diseño y los costos en la construcción.

De acuerdo con el trabajo presentado, la Ingeniería Civil Costa Afuera es la industria que tiene una importante participación en el sector económico del país, debido a la actividad de explotación petrolera, ya que esta disciplina es la encargada de planear, diseñar, construir e instalar las plataformas marinas y líneas submarinas que producirán y transportarán los hidrocarburos para su aprovechamiento. Para nuestro país, el desarrollo de la industria petrolera es de vital importancia, ya que la economía Mexicana depende casi en su totalidad de este rubro.

Dentro de los alcances de este documento, se concluye que las plataformas marinas se encuentran sometidas a la acción cotidiana del viento, corrientes y oleaje los cuales generan un número muy grande de ciclos de esfuerzos de carga y descarga que se traducen en daños estructurales por fatiga. La concentración de éstos esfuerzos en las diferentes juntas depende de su geometría, de cómo es aplicada la carga, del tipo de apoyo, así como de la relación D/t y el ángulo de los elementos en que inciden los perfiles tubulares en la junta.

Este daño se manifiesta en la aparición y propagación de grietas que debilitan la capacidad de carga de los elementos estructurales. En el caso de las plataformas marinas de acero las grietas se forman en las juntas de la Subestructura y los elementos tubulares conectados a dichas juntas provocando que pierdan capacidad de carga. El efecto del daño por fatiga es la reducción de la capacidad resistente global de la plataforma y por lo tanto el aumento de su riesgo de falla al verse sometida a las demandas de carga, producto de un sismo de gran magnitud.

En relación con el sistema estructural de una plataforma marina, la función primordial de la Subestructura consiste en proporcionar arriostramientos laterales al pilote en la longitud que hay entre la Superestructura y el suelo, lo cual reduce su longitud efectiva incrementando su capacidad de carga. Los pilotes son los encargados de transmitir al suelo las cargas gravitacionales de la Superestructura y las producidas por cargas ambientales.

El programa SACS resultó ser una herramienta eficiente para cualquier análisis en estudio, ya que tiene la capacidad de diseñar y modelar plataformas marinas, por ejemplo, analiza todas las juntas y elementos de la estructura, considerando que pueden ser más de 1000 juntas y elementos, obtiene los desplazamientos en cualquier parte donde se desee; además, de la versatilidad que se tiene para poder cambiar algunos parámetros ambientales, oceanográficos como altura de ola y diversas dimensiones para realizar varios análisis con un grado de confiabilidad aceptable, ya que si se hicieran todos estos cambios utilizando métodos convencionales se invertiría demasiado tiempo. Con la obtención de los resultados mediante el software SACS y comparándolos con los obtenidos mediante la teoría, se pueden validar dichos resultados.

EL RETO FUTURO

Las expectativas inmediatas de exploración de hidrocarburos en la Sonda de Campeche abarcan regiones cuyos tirantes llegan hasta poco más de 1000m. Sin embargo, es de preverse que en el corto plazo habrá que operar en aguas más profundas. Por ejemplo, en el año 2011 la plataforma Centenario perforó un pozo en un tirante de agua de 1928m. en el Golfo de México.

Sin embargo, el informe *“Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos”* [Ref. 3], editado el año pasado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, cita: "si consideramos solamente pozos ultra profundos de más de mil 500 metros, los cuales corresponden más al perfil de nuestras aguas territoriales, encontramos que México apenas comenzó actividades de perforación en el año 2010. Desde entonces se han perforado anualmente 52 pozos en aguas ultra profundas en Estados Unidos, contra sólo cinco en México"; el mismo informe de la Comisión señala que los proyectos en aguas someras (inferiores a 500 metros de profundidad en el mar) son más rentables.

Ref. 3. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). *“Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos”* Estadísticas de rentabilidad e incertidumbre. (02/05/2012). www.cnh.gob.mx/_docs/DT3.pdf

ANEXO I.

Imágenes ilustrativas del software SACS ver. 5.3.

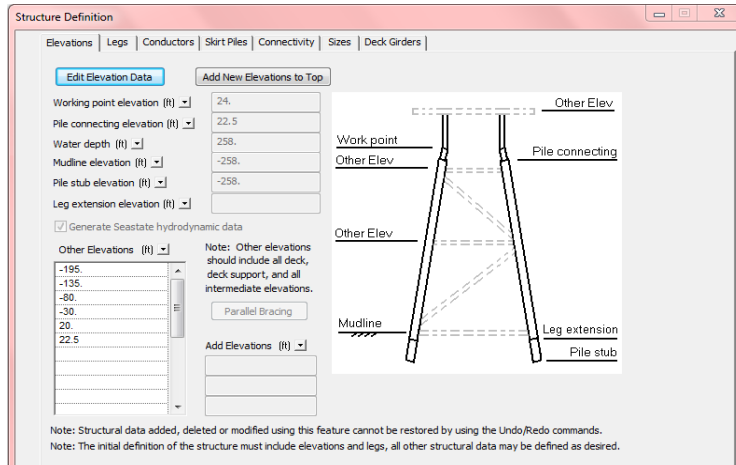


FIGURA A.1. OPCIONES DEL PROGRAMA - DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA.

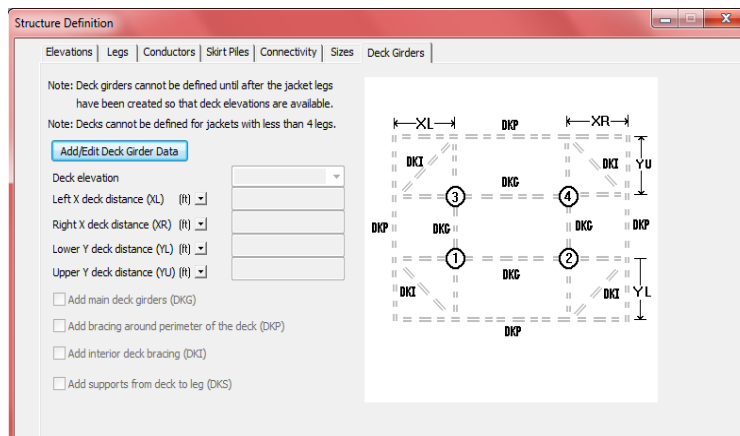


FIGURA A.2. OPCIONES DEL PROGRAMA - DIMENSIONAMIENTO DE LA ESTRUCTURA.

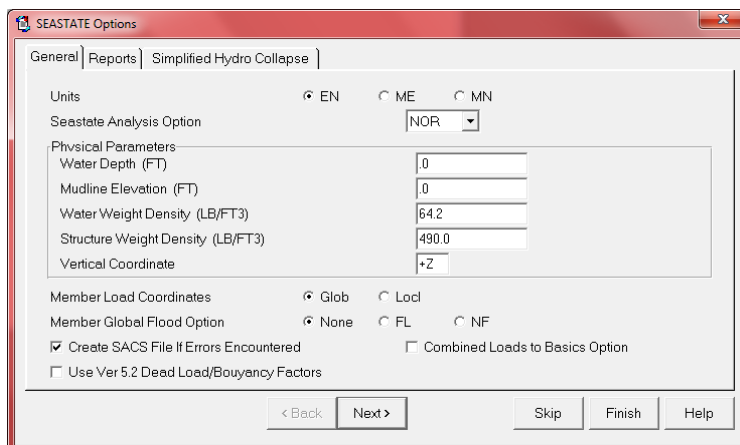


FIGURA A.3. OPCIONES DEL PROGRAMA - SEASTATE.

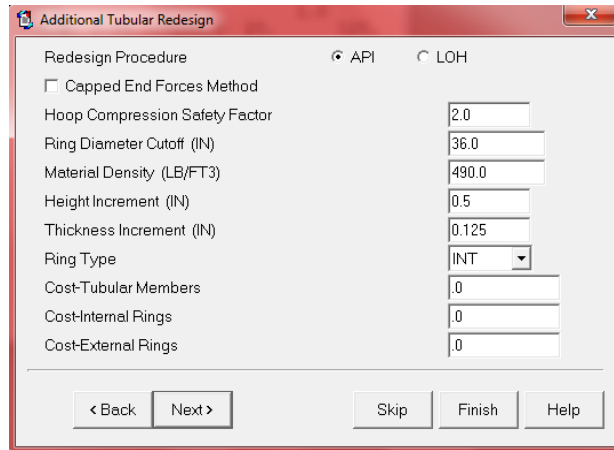


FIGURA A.4. OPCIONES DEL PROGRAMA - CARACTERÍSTICAS DE ELEMENTOS TUBULARES.

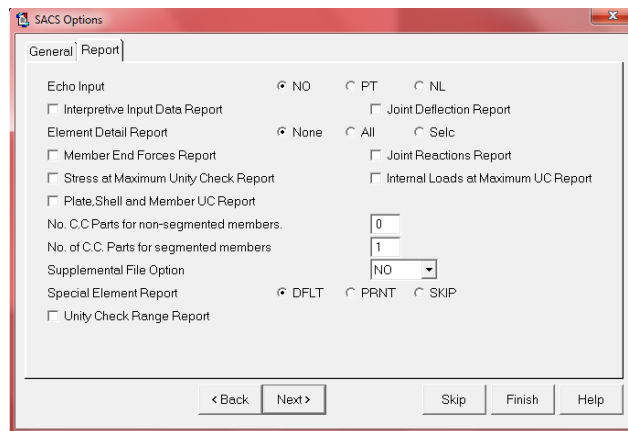


FIGURA A.5. OPCIONES DEL PROGRAMA - REPORTES. (REPRODUCIR ENTRADA)

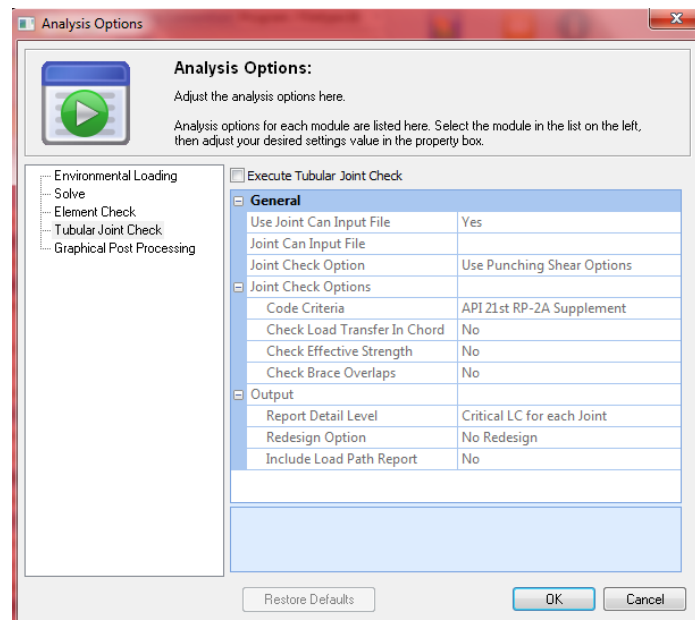


FIGURA A.6. OPCIÓN DE ANÁLISIS - REVISIÓN DE JUNTA TUBULAR. (REPORTES A GENERAR, CÓDIGO/CRITERIO A UTILIZAR)

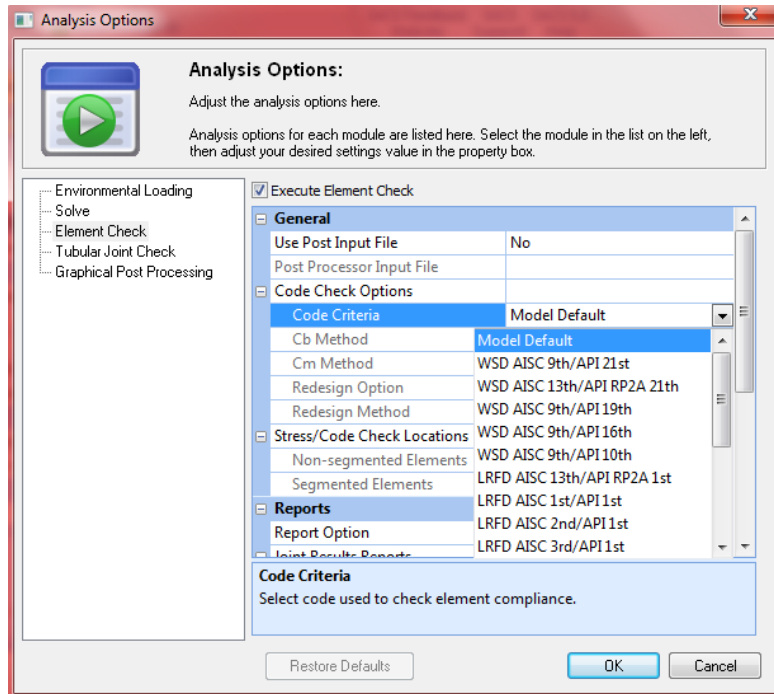


FIGURA A.7. OPCIÓN DE ANÁLISIS - REVISIÓN DE ELEMENTO.
(REPORTES A GENERAR, CÓDIGO/CRITERIO A UTILIZAR)

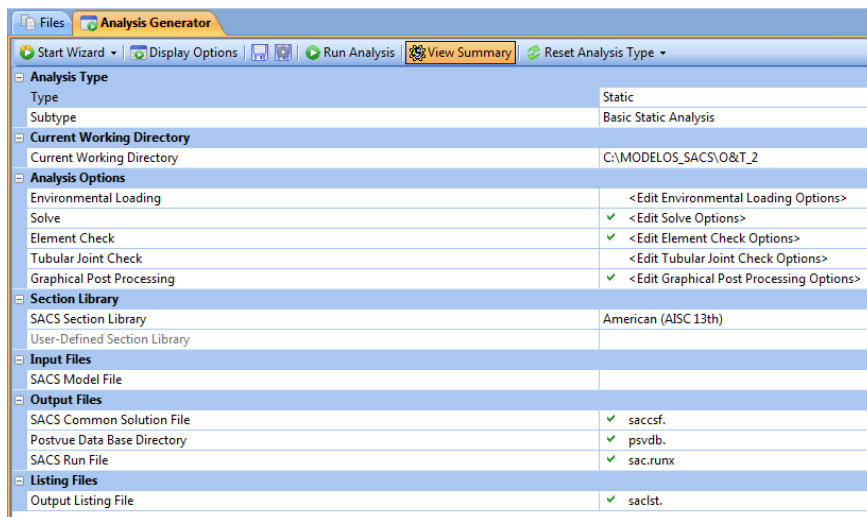


FIGURA A.8. LISTADO DE ENTRADA - GENERADOR DE ANÁLISIS.
(TIPO DE ANÁLISIS, OPCIONES DEL ANÁLISIS, LIBRERÍA, ARCHIVOS DE SALIDA)

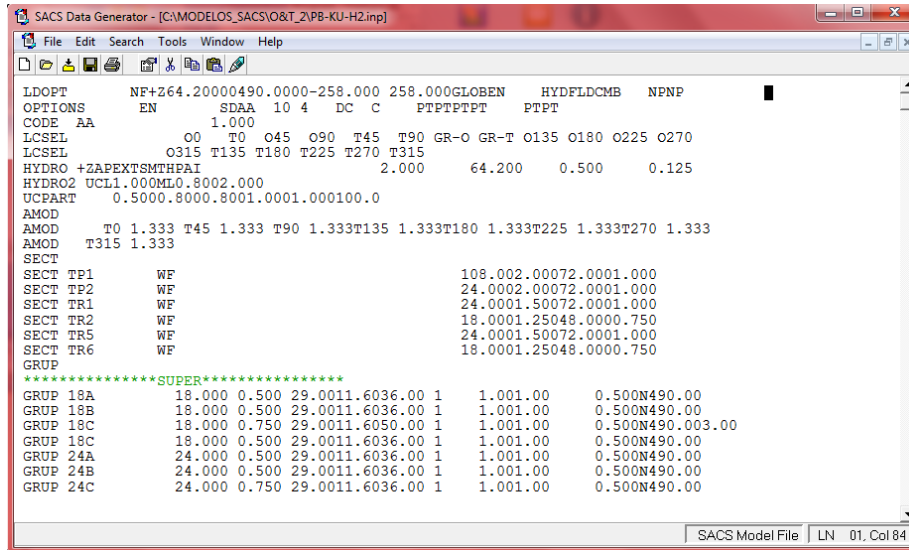


FIGURA A.9. LISTADO DE ENTRADA - GENERADOR DE DATOS.
(OPCIONES, CÓDIGOS, PARÁMETROS, UNIDADES, GRUPOS)

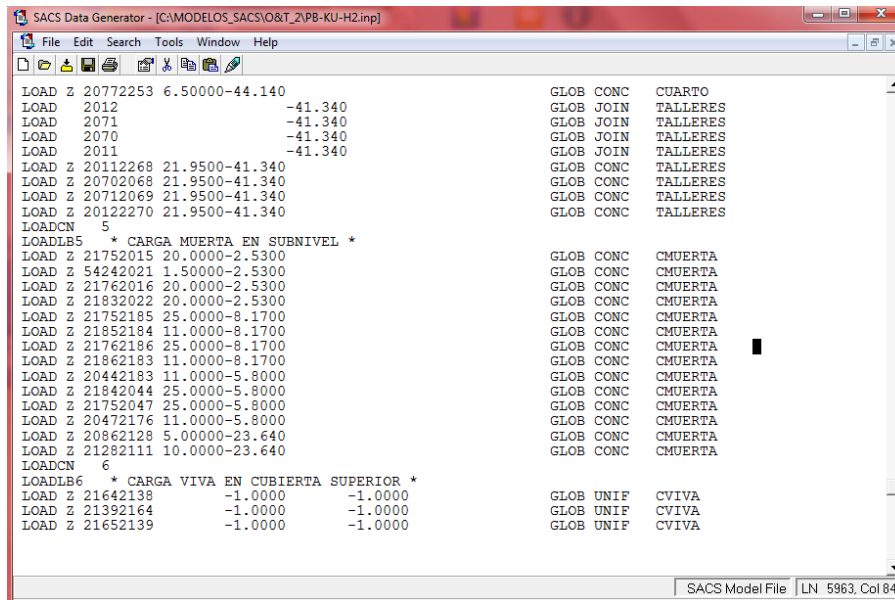


FIGURA A.10. LISTADO DE ENTRADA - GENERADOR DE DATOS.
(CARGAS GRAVITACIONALES: MAGNITUD (PUNTUAL/UNIFORME), DIRECCIÓN, ASIGNACIÓN)

*** MEMBER GROUP SUMMARY ***
AISC 2005 ASD / API RP2A-WSD

GRP ID	CRITICAL MEMBER	LOAD COND	MAX. UNITY CHECK	DIST FROM END FT	* APPLIED STRESSES *			*** ALLOWABLE STRESSES ***				CRIT COND	EFFECTIVE LENGTHS		CH VALUES *	
					AXIAL KSI	BEND-Y KSI	BEND-Z KSI	AXIAL KSI	EULER KSI	BEND-Y KSI	BEND-Z KSI		KL1 FT	KL2 FT	Y	Z
PL2	282-382	T135	0.68	11.4	-16.40	1.89	-0.38	26.04	157.30	35.99	35.99	C>.15A	60.9	60.9	0.85	0.85
DAM	937-313	T135	0.36	37.3	-6.11	1.42	2.34	23.99	131.62	35.99	35.99	HVDR0	33.5	33.5	0.85	0.85
DAR	938-113	T0	0.32	38.2	-6.04	-0.78	-0.31	23.99	125.10	35.99	35.99	HVDR0	34.4	34.4	0.85	0.85
LG9	213-966	T315	0.19	9.0	5.04	-0.60	0.19	28.79	812.21	31.63	31.63	TN+BN	30.2	30.2	0.85	0.85
D2R	962-963	GR-0	0.44	0.0	-0.12	0.38	0.11	18.00	203.75	26.51	26.51	HVDR0	18.7	18.7	0.85	0.85
PL6	208-308	O270	0.57	14.7	-11.12	-0.11	-0.12	19.55	119.70	27.00	27.00	C>.15A	60.5	60.5	0.85	0.85
D3R	964-965	GR-0	0.44	0.0	-0.13	0.37	-0.13	18.00	203.75	26.51	26.51	HVDR0	18.7	18.7	0.85	0.85
DBL	393-299	GR-0	0.37	97.5	0.09	1.40	-0.03	18.00	26.48	26.51	26.51	HVDR0	78.0	78.0	0.85	0.85
DBH	945-393	T180	0.38	37.3	-6.72	2.17	-1.26	23.99	131.62	35.99	35.99	HVDR0	33.5	33.5	0.85	0.85
DBR	946-193	T0	0.31	38.2	-5.86	-0.79	0.25	23.99	125.10	35.99	35.99	HVDR0	34.4	34.4	0.85	0.85
E02	393-399	GR-0	0.15	0.0	-0.07	0.29	-0.04	18.00	40.92	27.00	27.00	HVDR0	52.1	52.1	0.85	0.85
LG4	381-481	T315	0.47	48.9	-9.77	-1.00	2.78	25.14	223.60	31.63	31.63	C>.15A	55.9	55.9	0.85	0.85
D1F	301-926	T315	0.46	0.0	-8.15	1.13	-3.35	23.99	50.86	35.99	35.99	HVDR0	53.9	53.9	0.85	0.85
E05	973-399	GR-0	0.26	0.0	-0.22	-0.51	-0.01	18.00	41.57	26.51	26.51	HVDR0	41.5	41.5	0.85	0.85
PL3	382-482	T135	0.73	55.9	-18.30	-0.17	-1.45	26.35	189.66	35.99	35.99	C>.15A	55.9	55.9	0.85	0.85
LGB	313-968	T270	0.48	24.7	9.73	-4.52	-0.09	28.79	988.55	31.63	31.63	TN+BN	27.7	27.7	0.85	0.85

FIGURA A.11. LISTADO DE SALIDA DEL RESUMEN DE LOS MIEMBROS DE UN MISMO GRUPO. (REVISIÓN MAX. UNITARIA - ESFUERZOS PERMISIBLES - LONGITUD EFECTIVA)

***** SEASTATE LOADS FOR WAVE PASSING THROUGH STRUCTURE *****
* VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE A 45° (TORMENTA) *

LOAD CONDITION	CREST POSITION FT	DEG	LOAD	MUDLINE ELEVATION
MAXIMUM MOMENT ABOUT MUDLINE	0.00	0.00	735127.438 FT-KIP	-258.00 FT
MAXIMUM SHEAR AT MUDLINE	-47.57	-20.00	4011.444 KIPS	-258.00 FT
MINIMUM MOMENT ABOUT MUDLINE	332.99	140.00	-69555.531 FT-KIP	-258.00 FT
MINIMUM SHEAR AT MUDLINE	332.99	140.00	-556.871 KIPS	-258.00 FT
MAXIMUM FORCE UPWARD	-190.28	-80.00	1176.061 KIPS	-258.00 FT
MAXIMUM FORCE DOWNWARD	142.71	60.00	-1415.143 KIPS	-258.00 FT

FIGURA A.12. LISTADO DE SALIDA DE UN ESTADO DEL MAR (SEASTATE). (CARGA POR OLEAJE ATRAVESANDO LA ESTRUCTURA - VIENTO, CORRIENTE Y OLEAJE A 45°, EN TORMENTA)

*** FINAL PILE ANALYSIS ***

PILEHEAD JOINT ----- 102

LOAD CASE----- T90

DISTANCE FROM PILEHEAD FT	*** DEFLECTIONS ***				*** INTERNAL LOADS ***				*** STRESSES ***				COMB. STRESS CHECK	UNITY	
	AXIAL DEFLECT. IN	DIRECT. IN	LATERAL DEG	ROTATION RAD	AXIAL DIRECT. KIPS	BENDING MOMENT IN-KIP	DIRECT. DEG	FORCE KIPS	SHEAR DIRECT. DEG	BENDING STRESS KSI	AXIAL STRESS KSI	SHEAR STRESS KSI			
0.00	0.22	4.35	180.9	0.006071	91.6	-1135.40	68403.2	90.4	400.3	181.5	13.38	-3.12	2.20	-16.49	0.345
3.57	0.22	4.07	180.8	0.006646	91.5	-1136.82	51278.3	90.1	398.3	181.5	10.03	-3.12	2.19	-13.15	0.279
7.13	0.21	3.78	180.8	0.007058	91.4	-1139.05	34321.9	89.4	392.7	181.5	6.71	-3.13	2.15	-9.84	0.212
10.70	0.21	3.47	180.7	0.007308	91.3	-1140.22	17698.9	87.4	383.6	181.4	3.46	-3.13	2.11	-6.59	0.147
14.27	0.20	3.15	180.7	0.007400	91.2	-1136.38	1901.1	51.8	350.8	181.2	0.37	-3.12	1.93	-3.49	0.085
17.83	0.20	2.83	180.6	0.007347	91.1	-1127.99	12423.1	276.6	289.4	180.9	2.43	-3.10	1.59	-5.52	0.126
21.40	0.19	2.52	180.6	0.007176	91.0	-1119.60	23325.2	273.8	221.6	180.4	4.56	-3.07	1.22	-7.63	0.168
24.96	0.19	2.22	180.5	0.006913	90.9	-1111.20	31344.0	272.9	157.0	179.8	6.13	-3.05	0.86	-9.18	0.199
28.53	0.19	1.93	180.5	0.006586	90.8	-1106.43	36738.9	272.4	118.6	179.2	7.18	-3.04	0.65	-10.22	0.220
32.10	0.18	1.66	180.4	0.006210	90.7	-1105.32	41478.9	272.0	103.7	178.8	8.11	-3.03	0.57	-11.14	0.238
35.66	0.18	1.40	180.3	0.005791	90.7	-1104.32	45602.1	271.7	89.7	178.4	8.92	-3.03	0.49	-11.95	0.254
39.23	0.17	1.16	180.3	0.005335	90.6	-1103.43	49144.7	271.4	76.5	178.0	9.61	-3.03	0.42	-12.64	0.268
42.80	0.17	0.94	180.2	0.004848	90.5	-1102.66	52140.1	271.2	64.1	177.4	10.20	-3.03	0.35	-13.22	0.280
46.36	0.16	0.75	180.2	0.004335	90.5	-1102.00	54619.4	271.0	52.4	176.7	10.68	-3.02	0.29	-13.70	0.289
49.93	0.16	0.57	180.1	0.003800	90.4	-1101.44	56610.2	270.9	36.3	175.2	11.07	-3.02	0.20	-14.09	0.297
53.49	0.15	0.42	180.0	0.003250	90.3	-1094.54	57708.3	270.7	3.2	103.6	11.28	-3.00	0.02	-14.29	0.301
57.06	0.15	0.29	179.9	0.002700	90.2	-1080.73	56670.4	270.6	48.3	3.6	11.08	-2.97	0.27	-14.05	0.296
60.63	0.15	0.19	179.7	0.002170	90.2	-1065.95	53577.6	270.5	95.0	1.7	10.48	-2.93	0.52	-13.40	0.283
64.19	0.14	0.11	179.3	0.001679	90.1	-1050.26	48541.7	270.4	131.6	1.1	9.49	-2.88	0.72	-12.37	0.262
67.76	0.14	0.05	178.3	0.001242	90.0	-1033.71	42313.2	270.3	152.0	0.8	8.27	-2.84	0.83	-11.11	0.236
71.33	0.13	0.00	143.6	0.000868	89.9	-1016.37	35531.5	270.3	158.9	0.6	6.95	-2.79	0.87	-9.74	0.209
74.89	0.13	0.03	2.4	0.000559	89.7	-998.27	28712.9	270.2	155.2	0.5	5.61	-2.74	0.85	-8.35	0.181
78.46	0.12	0.05	1.3	0.000314	89.3	-979.48	22548.0	270.1	143.8	0.4	4.35	-2.69	0.79	-7.04	0.154
82.02	0.12	0.05	0.9	0.000128	88.2	-960.04	16408.0	270.0	127.2	0.3	3.21	-2.63	0.70	-5.84	0.130
85.59	0.12	0.06	0.7	0.000087	88.0	-948.00	11357.3	269.9	107.9	0.3	2.22	-2.58	0.59	-4.80	0.109
89.16	0.11	0.05	0.5	0.000095	272.1	-919.41	7170.1	269.6	87.7	0.2	1.40	-2.52	0.48	-3.92	0.091

FIGURA A.13. LISTADO DE SALIDA DE UN ANÁLISIS DE PILOTES. (DESPLAZAMIENTOS - FUERZA INTERNA - ESFUERZOS)

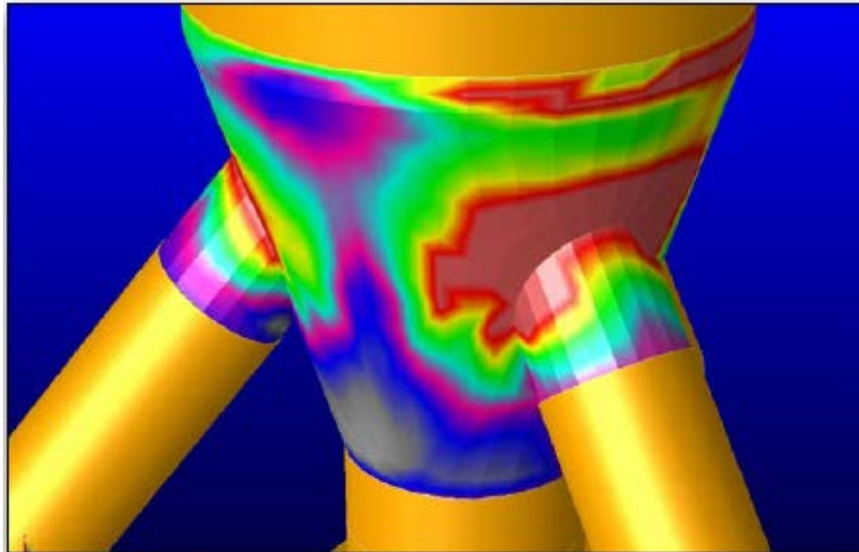


FIGURA A.14. ARCHIVO DE SALIDA - ANÁLISIS DE FATIGA. (ELEMENTO FINITO)

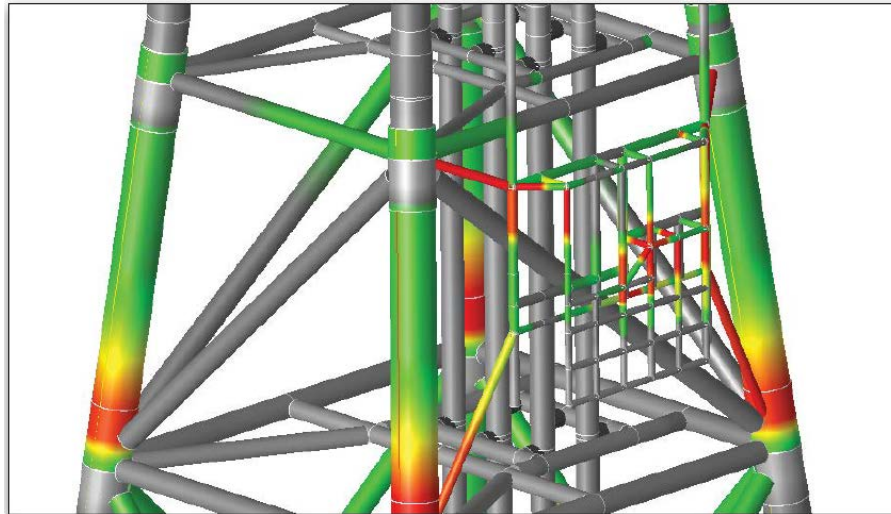


FIGURA A.15. ARCHIVO DE SALIDA - RELACIÓN DE INTERACCIÓN DE ESFUERZOS.

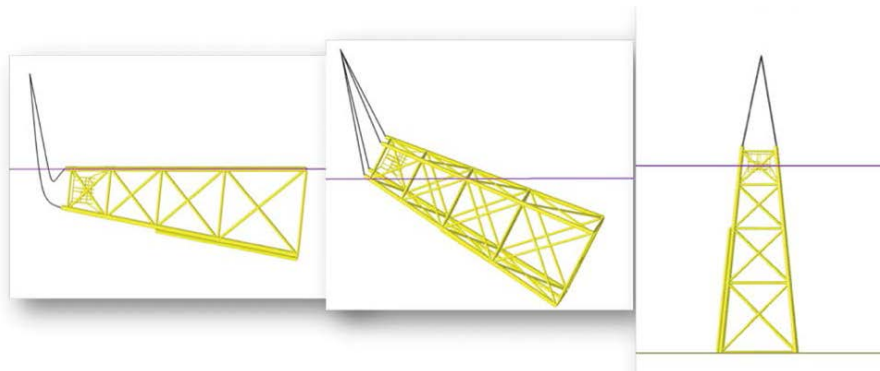


FIGURA A.16. ANÁLISIS DE FLOTACIÓN E IZAJE.

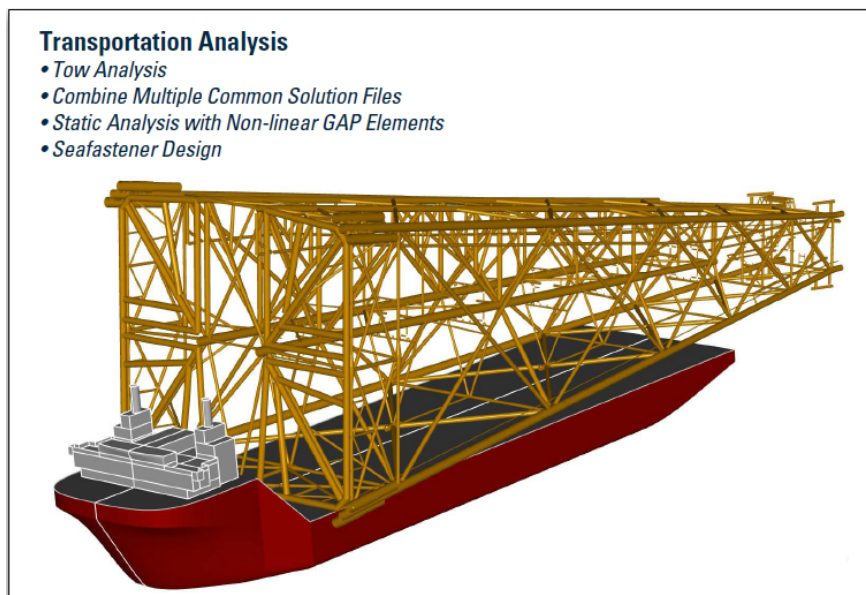


FIGURA A.17. ANÁLISIS DE TRANSPORTACIÓN.

REFERENCIAS

- RP 2A-WSD. RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING FIXED OFFSHORE PLATFORMS - WORKING STRESS DESIGN. **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.**
- "DISEÑO Y EVALUACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS EN EL GOLFO DE MÉXICO". NRF-003-PEMEX-2007. **PETRÓLEOS MEXICANOS.**
- "CURSO DE ESPECIALIDAD PARA SUPERVISORES DE OBRA - FABRICACIÓN DE PLATAFORMAS MARINAS". EDITADO POR **LA GERENCIA DE CONSTRUCCIÓN, SUBGERENCIA DE INGENIERIA PEMEX**, con la colaboración del Ing. Francisco Javier de la Torre Mitre, 2001.
- **PETRÓLEOS MEXICANOS.** www.pemex.com
- "CURSO DE INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA - APUNTES DE CLASE" TOMO I. **UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA.** Ing. Víctor Manuel Valdés Rubio.
- "CURSO DE INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA - APUNTES DE CLASE" TOMO II. **UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA.** Ing. Víctor Manuel Valdés Rubio.
- PRESENTACIÓN "DESIGN AND CONSTRUCTION CONSIDERATIONS". **FUNDAMENTALS OF OFFSHORE STRUCTURES AND DESIGN OF FIXED OFFSHORE PLATFORMS** por Paul F. Robinson, Abril 15, 2013. THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN.
- "INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE PLATAFORMAS MARINAS SUJETAS AL EFECTO COMBINADO DE DIFERENTES TIPOS DE DAÑO". **SOCIEDAD MEXICANA DE INGENIERIA ESTRUCTURAL.** E. Heredia Zavoni, R. Montes Iturrizaga, F. Vargas-Rodríguez, E. Marcial-Martínez, M. Faber y D. Straub.
- "CONFIABILIDAD SÍSMICA DE PLATAFORMAS MARINAS CON DAÑO POR FATIGA PARA LA ELABORACIÓN DE PLANES DE INSPECCIÓN BASADOS EN RIESGO". **SOCIEDAD MEXICANA DE INGENIERIA ESTRUCTURAL.** Francisco L Silva González y Ernesto Heredia Zavoni.
- **INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.** www.imp.com
- GEOMSA. "**GRUPO ESPECIALIZADO EN OBRAS MARINAS S.A. DE C.V.**" INFORMACIÓN, IMAGENES Y MEMORIAS DE CÁLCULO PROPORCIONADAS POR ESTA EMPRESA MEXICANA. www.geomsa.com
- MANUALES DEL SOFTWARE SACS COPYRIGHT ©2011 **BY BENTLEY SYSTEMS, INC.** MÓDULOS: COLLAPSE, COMBINE, DATA GENERATOR, FATIGUE, JOINT CAN, POSTVUE Y SEASTATE.
- NORMAS DE REFERENCIA DE PEMEX. **SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.** NORMAS: NRF-003, 013, 041, 137, 173, 174 Y 175.
- **COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS.** www.cnh.gob.mx