

ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE PLATAFORMA MARINA TIPO JACKET

Sophy M. Laughing, Ph.D., MBA
Bo Erik Gustav Hollsten Ruvalcaba, Eng.

El Grupo Cobeal

Resumen - *El petróleo es uno de los mayores descubrimientos del siglo XX, con innumerables aplicaciones que lo convierten en una parte inseparable de la vida moderna. La exploración de petróleo comenzó a principios de 1900, enfocándose inicialmente en fuentes terrestres. A medida que la demanda mundial de petróleo aumentaba, la necesidad de nuevos descubrimientos se hizo urgente. Para mediados del siglo XX, la exploración de petróleo se había expandido a aguas cercanas a la costa y a profundidades medias.*

A medida que las empresas petroleras incursionan en aguas más profundas en busca de nuevas reservas de petróleo y gas, la demanda de personal calificado en estructuras offshore ha crecido rápidamente. Al mismo tiempo, están surgiendo nuevas tecnologías a un ritmo acelerado, ofreciendo conceptos innovadores para plataformas offshore. Las plataformas fijas tipo jacket son grandes estructuras de acero que se utilizan para explorar y extraer petróleo y gas desde el subsuelo marino. Estas plataformas son particularmente adecuadas para profundidades de agua relativamente bajas y se fijan al lecho marino mediante pilotes tubulares, que se insertan a través de las patas del jacket o de las mangas de falda en la base.

Dado el alto costo asociado a las estructuras tipo jacket, optimizar su peso puede reducir significativamente la inversión de capital. Este trabajo se centra en el análisis y estudio de estructuras offshore tipo jacket. El estudio se realizó utilizando el software SACS, que ofrece capacidades de diseño y análisis. Se realizó un análisis estático utilizando las herramientas del software para introducir múltiples cargas y detalles de carga con precisión. Los resultados de este análisis se resumen en el trabajo.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los descubrimientos más significativos del

siglo XX fue el petróleo, el cual tiene tantas aplicaciones que se ha vuelto inseparable de la vida humana. La exploración petrolera comenzó tan temprano como en la década de 1900, con operaciones iniciales enfocadas en tierra firme. A medida que la demanda mundial de petróleo aumentaba a un ritmo explosivo, la necesidad de nuevos descubrimientos se hizo evidente. Para mediados del siglo XX, la exploración petrolera se había expandido a zonas cercanas a la costa y a profundidades medias en el mar.

A medida que la industria se adentraba en aguas más profundas en busca de suministros adicionales de petróleo y gas, la demanda de personal calificado en estructuras offshore creció rápidamente. Al mismo tiempo, nuevas tecnologías comenzaron a emerger a un ritmo acelerado, impulsando el desarrollo de conceptos innovadores para plataformas marinas.

La construcción offshore se refiere a la instalación de estructuras y facilidades en entornos marinos, generalmente para la producción y transmisión de electricidad, petróleo, gas y otros recursos. Para minimizar los costos y riesgos asociados con la instalación de grandes plataformas marinas, gran parte de la construcción y precomisionamiento se realiza en tierra firme. Con el tiempo, se han desarrollado diversas estrategias de construcción para optimizar aún más los costos y reducir los riesgos.

Una de estas estrategias consiste en construir toda la instalación offshore en tierra firme y remolcarla al sitio, donde la plataforma flota por su propia flotabilidad. Las estructuras apoyadas en el fondo marino se bajan al lecho marino mediante deslastre, mientras que las estructuras flotantes se mantienen en su posición mediante grandes sistemas de anclaje.

Para reducir aún más la escala de los levantamientos en alta mar, el proceso de construcción se modulariza, con cada módulo construido en tierra y posteriormente levantado en su lugar en la plataforma utilizando un buque grúa. En la década de 1970, se construyeron varios buques grúa de gran tamaño, capaces de levantar módulos individuales de hasta

14,000 toneladas.

Los barcos hotel flotantes especializados, conocidos como **floteles**, proporcionan alojamiento para los trabajadores durante las fases de construcción y conexión. Esta fase de la construcción es altamente costosa debido al espacio limitado en los floteles y al difícil acceso a los materiales.

Las plataformas petroleras son instalaciones fijas vitales desde las cuales se llevan a cabo las operaciones de perforación y producción. Los equipos de perforación se presentan en dos tipos principales: embarcaciones flotantes para aguas más profundas y plataformas autoelevables, que consisten en una barcaza con patas retráctiles. Ambos tipos se construyen en astilleros marinos, pero a menudo se utilizan durante la fase de construcción para perforar previamente los pozos de producción.

Factores clave a considerar durante la construcción offshore incluyen la **ventana meteorológica**, que se refiere a períodos de tiempo relativamente tranquilos que permiten que la construcción continúe u otras actividades offshore prosigan. La seguridad es otro parámetro crucial, ya que el principal peligro es el riesgo de caer al mar. En tales casos, una recuperación rápida es esencial, particularmente en aguas frías, para prevenir la pérdida de vidas.

1.1 Tipos de Estructuras Offshore

Las estructuras offshore se construyen en ambientes oceánicos para facilitar la exploración de petróleo y gas. Estas estructuras se pueden encontrar en profundidades que varían desde aguas muy poco profundas hasta las profundidades del océano. Dependiendo de la profundidad del agua y las condiciones ambientales, la configuración estructural y los diseños innovadores requeridos varían considerablemente. Las estructuras offshore para el desarrollo de petróleo y gas se clasifican en las siguientes categorías según su geometría y comportamiento:

1. Plataformas Fijas

- Estructuras de Plantilla de Acero
- Estructuras de Gravedad de Hormigón

2. Torres Compliantes

- Torre Compliantes
- Torre Atirantada
- Torre Articulada
- Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP)

3. Estructuras Flotantes

- Sistema de Producción Flotante
- Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO)

1.2 Análisis Estático Lineal

El análisis in situ es un método de análisis estructural que se utiliza para simular el comportamiento de una estructura de la forma más precisa posible, con el fin de predecir su respuesta durante el servicio. El propósito de este análisis es asegurar la integridad global de la estructura y evitar fallas prematuras. Entre los diferentes análisis realizados en estructuras tipo jacket, el análisis in situ es el más crítico. En un análisis estructural lineal basado en el diseño por el estado límite último (ULS), la capacidad característica se toma generalmente como el punto de primera fluencia o el primer caso de pandeo de los componentes. Si los miembros tubulares de una estructura jacket no cumplen con los requisitos de resistencia última, lo que conduce a la fluencia o al pandeo, estos miembros se consideran no aptos para su uso.

Los criterios de resistencia última especificados en varios códigos proporcionan los requisitos de resistencia y estabilidad estructural para los miembros tubulares de las estructuras jacket, con el objetivo de evitar la fluencia o el pandeo. El pandeo puede ocurrir ya sea como deformación lateral a lo largo de la longitud de una columna o como pandeo de aro. Los miembros tubulares sometidos a una combinación de compresión axial y flexión pueden experimentar pandeo lateral, mientras que la carga de presión hidrostática en una columna podría llevar al pandeo de aro. El objetivo del diseño ULS in situ, en términos de cumplimiento del código, es evitar el pandeo de los miembros estructurales.

Es esencial calcular la fuerza cortante máxima ejercida por las cargas ambientales para dimensionar adecuadamente los refuerzos de la estructura jacket. Además, es crucial determinar el momento de vuelco máximo para dimensionar las patas de la estructura jacket. Durante este análisis, se asume que los desplazamientos son lo suficientemente pequeños como para que el cambio en la rigidez debido a la carga pueda ser ignorado. Las condiciones de contorno permanecen constantes durante la aplicación de las cargas, las cuales son consistentes en magnitud, dirección y

distribución, incluso cuando el modelo se deforma.

La rigidez de la estructura jacket por debajo de la cubierta se tiene en cuenta utilizando elementos de viga lineales, mientras que la cubierta misma se modela incrementando la densidad del material, principalmente en el revestimiento de la cubierta.

El análisis estático calcula los desplazamientos, deformaciones, tensiones y fuerzas de reacción en respuesta a las cargas aplicadas. Cuando se aplican cargas a un cuerpo, este se deforma y el efecto de estas cargas se transmite a lo largo de toda la estructura. Las cargas externas inducen fuerzas internas y reacciones que llevan a la estructura a un estado de equilibrio. En este análisis, todas las cargas se aplican a su magnitud total y permanecen constantes con el tiempo (invariantes en el tiempo).

Las cargas variantes en el tiempo, por otro lado, pueden inducir fuerzas de inercia o amortiguación significativas, lo que complica el análisis. En este caso, se utilizó el análisis estático para calcular la respuesta estructural de los cuerpos sometidos a velocidades constantes o que se desplazan con aceleraciones constantes, ya que las cargas generadas no cambian con el tiempo. En el análisis estático lineal, la relación entre las cargas aplicadas y las respuestas inducidas es lineal, lo que significa que el esfuerzo es directamente proporcional a la deformación, y las respuestas son predecibles.

1.3. Análisis Estático Lineal

El análisis in situ es un método de evaluación estructural utilizado para simular el comportamiento de una estructura lo más cerca posible de su fase operativa. El objetivo es evaluar la integridad global de la estructura e identificar cualquier riesgo de fallo prematuro. Entre todos los análisis realizados en jackets, el análisis in situ se considera el más crítico.

En un análisis estructural lineal, alineado con el diseño basado en el estado límite último (ULS por sus siglas en inglés), la capacidad característica generalmente se define como el punto de primera fluencia o primer pandeo de un componente. Si alguno de los miembros tubulares de una estructura de jacket no cumple con los requisitos de resistencia última, lo que provoca fluencia o pandeo, se considera que el miembro no es adecuado para su propósito. Los criterios de resistencia última establecidos en varios códigos

definen los requisitos de resistencia y estabilidad estructural para los miembros tubulares de jackets, asegurando que estos eviten la fluencia o el pandeo.

Un miembro puede experimentar pandeo ya sea como deformación lateral a lo largo de la longitud de una columna o como pandeo por aro. Los miembros tubulares sometidos a una combinación de compresión axial y flexión pueden sufrir pandeo lateral, mientras que la carga de presión hidrostática sobre una columna puede llevar al pandeo por aro. El principal objetivo del diseño in situ ULS, en relación con el cumplimiento de los códigos, es prevenir el pandeo de los miembros estructurales.

También es crucial determinar la fuerza cortante máxima generada por las cargas ambientales para dimensionar correctamente los refuerzos de la jacket. De manera similar, debe establecerse el momento de vuelco máximo para dimensionar adecuadamente las patas de la jacket.

El análisis estático calcula desplazamientos, deformaciones, tensiones y fuerzas de reacción bajo la influencia de las cargas aplicadas. Cuando se aplican cargas a una estructura, esta se deforma, y el efecto de las cargas se transmite a lo largo de toda la estructura. Estas cargas externas generan fuerzas internas y reacciones, llevando la estructura a un estado de equilibrio. Durante este análisis, todas las cargas se aplican en su magnitud total, que permanece constante (invariante en el tiempo).

Por otro lado, las cargas que varían en el tiempo generan fuerzas de inercia o de amortiguamiento significativas, lo que hace que el análisis estático no sea adecuado en esos casos. En este contexto, utilizamos el análisis estático para calcular la respuesta estructural de cuerpos afectados por velocidades constantes o que se desplazan con aceleraciones constantes, ya que las cargas generadas no cambian con el tiempo. La relación entre las cargas y las respuestas inducidas es lineal, lo que significa que la tensión es directamente proporcional a la deformación, y las respuestas inducidas son predecibles y proporcionales.

1.4 Objetivos

- Simplificar la complejidad en el análisis de estructuras offshore utilizando el popular software llamado **SACS**, que ahora es la opción preferida por muchos ingenieros en todo el mundo.

- Analizar estructuras offshore tubulares aplicando cargas ambientales consistentes y repetitivas.
- Reducir el tiempo necesario para analizar estructuras offshore complejas utilizando el software como interfaz.

1.5 Ventajas de las Estructuras Offshore Fijas

- Soportan grandes cargas en la cubierta.
- Pueden construirse en secciones y transportarse al sitio de instalación.
- Campos grandes con producción a largo plazo pueden albergar un gran número de pozos.
- Los pilotes proporcionan una buena estabilidad.
- Son mínimamente afectadas por la erosión del fondo marino.

2. CONDICIONES AMBIENTALES Y CARGAS DE DISEÑO PARA ESTRUCTURAS COSTERAS

2.1 Tipos de Cargas

Las cargas que actúan sobre las estructuras offshore se pueden categorizar en cargas gravitacionales y cargas ambientales.

- **Cargas Gravitacionales:** surgen del peso muerto de la estructura y de sus instalaciones, ya sean permanentes o temporales. Las cargas sísmicas, que se derivan de las cargas gravitacionales, también pertenecen a esta categoría.
- **Cargas Ambientales:** juegan un papel crucial en la determinación del diseño de las estructuras offshore. La predicción precisa de estas cargas es esencial antes de comenzar el proceso de diseño.

A continuación se detalla una lista de los diversos tipos de cargas que actúan sobre una plataforma offshore:

1. **Cargas Gravitacionales**
 - Cargas Muertas Estructurales
 - Cargas Muertas de Instalaciones
 - Cargas de Fluidos
 - Cargas Vivas
 - Cargas de Perforación
2. **Cargas Ambientales**
 - Cargas de Viento
 - Cargas de Olas

- Cargas de Corrientes
- Cargas de Flotabilidad
- Cargas de Hielo
- Cargas de Lodo

3. Cargas Sísmicas

2.2 Cargas Globales Máximas

Las cargas globales máximas en una plataforma pueden determinarse utilizando dos métodos principales:

1. **Método de Cizalladura Base Máxima**
2. **Método de Momento de Vuelco Máximo**

Es fundamental evaluar las cargas de las olas en la estructura bajo ambas condiciones. El **Método de Momento de Vuelco Máximo** tiende a resultar en mayores cargas en los pilotes en comparación con el **Método de Cizalladura Base Máxima**. Sin embargo, el **Método de Cizalladura Base Máxima** puede regir el diseño de ciertos miembros de las patas del jacket cerca del lecho marino debido a las altas fuerzas de cizalladura.

2.2.1 Cizalladura Base Máxima

La Cizalladura Base Máxima o la fuerza total en una estructura debe calcularse para el análisis global de la misma. A medida que las olas se propagan a través de la estructura, la fuerza de las olas que actúa sobre cada miembro varía, y no todas las ubicaciones alcanzarán las fuerzas máximas simultáneamente.

2.2.2 Momento de Vuelco Máximo

El Momento de Vuelco Máximo puede calcularse utilizando un procedimiento similar al utilizado para la Cizalladura Base Máxima. En este caso, las fuerzas que actúan sobre cada miembro se multiplican por el brazo de palanca desde la línea de lodo (el lecho marino). Este proceso se repite en cada etapa de la propagación de la ola.

2.3 Combinaciones de Cargas

Las combinaciones de cargas para evaluar la adecuación estructural de las plataformas offshore pueden clasificarse en dos categorías:

- **Caso de Operación Normal:** Este escenario considera las cargas gravitacionales máximas resultantes de las operaciones regulares de la plataforma, junto con las cargas ambientales (ola, corriente y viento) asociadas con un período de retorno de un año. Se utiliza para verificar la capacidad de la plataforma bajo condiciones operativas típicas.
- **Caso de Tormenta Extrema:** Este escenario evalúa la capacidad de la plataforma bajo condiciones extremas, incluyendo las cargas gravitacionales y las cargas ambientales de una tormenta con un período de retorno de 100 años. Este caso es fundamental para evaluar el rendimiento de la plataforma bajo las condiciones de tormenta más severas que pueden ocurrir en un siglo, combinado con las cargas gravitacionales propias de la plataforma.

3. SIMULACIÓN

La simulación implica replicar el funcionamiento de un proceso o sistema del mundo real a lo largo del tiempo. Para simular algo, el primer paso es desarrollar un modelo que represente las características clave, comportamientos o funciones del sistema físico o abstracto seleccionado.

Con los avances en la tecnología informática y de software, y la amplia disponibilidad de computadoras, el análisis estructural se ha vuelto más fácil y rápido. Se han desarrollado varios programas de software comerciales específicamente para realizar análisis estructurales tridimensionales de estructuras offshore. Algunos de los programas más utilizados incluyen:

- **SACS (Sistema de Análisis Estructural por Computadora)** – de Engineering Dynamics Inc., EE. UU.

- **Strucad** – también de Engineering Dynamics Inc., EE. UU.
- **SESAM** – de Det Norske Veritas, Noruega

Los cronogramas de los proyectos de desarrollo offshore modernos generalmente no permiten que los diseñadores utilicen cálculos manuales, ya que los diseños y los planos de fabricación se necesitan con rapidez. Los diseños estructurales suelen ser los primeros en completarse para que los materiales necesarios puedan ordenarse y enviarse a las fábricas para su producción. Como resultado, los diseñadores estructurales enfrentan una considerable presión por parte de los fabricantes para producir los listados de materiales para las órdenes lo más pronto posible. La disponibilidad de programas de análisis estructural, combinados con computadoras potentes, ha permitido diseñar incluso las estructuras offshore más grandes en solo 6 a 8 meses.

Antes de que el análisis y el diseño estructural puedan comenzar, deben completarse las siguientes actividades preparatorias:

- Selección de la geometría estructural
- Simulación de la geometría
- Simulación de la cimentación
- Simulación de las cargas

3.1 Selección de la Geometría Estructural

La geometría de la estructura debe seleccionarse en función de una variedad de factores críticos, incluidos el diseño, la profundidad del agua, las condiciones ambientales, la metodología de instalación y las cargas de los equipos superiores. Cada uno de estos factores desempeña un papel vital en la determinación del diseño estructural óptimo.

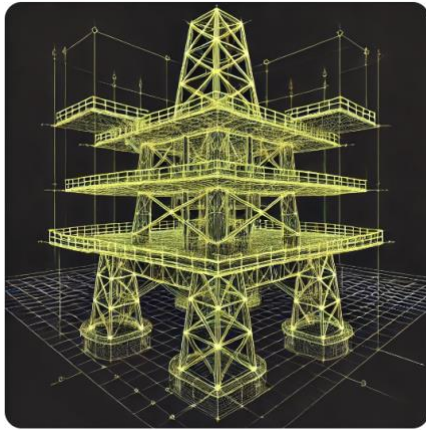


Fig-2: Modelo por Computadora de una Plataforma de Cabezal de Pozo y Cubierta

3.2 Simulación de Geometría

Un modelo geométrico de una estructura incluye una base de datos que contiene la siguiente información:

- Juntas o Nodos
- Miembros y sus Propiedades
- Datos de la Fundación
- Información de Cargas

Cada uno de estos elementos debe ingresarse de manera planificada y sistemática para simplificar la fase de post-procesamiento y facilitar la correlación entre los planos de diseño y los resultados del análisis.

3.3 Simulación de Fundación

3.3.1 Modelado de Pilotes

En las estructuras offshore, los pilotes las anclan al lecho marino. La simulación de estos pilotes en el análisis estructural implica evaluar su resistencia y estabilidad in situ. Se pueden usar varios tipos de sistemas de pilotes en estructuras offshore:

- Pilote Principal
- Pilote de Faldón

Bateo de Pilote/Pierna:

- Fila 1 (Pierna 1 y Pierna 3, 1ª Fila Y) tiene un solo bateo en la dirección Y.

- Fila 2 (Pierna 2 y Pierna 4, 2ª Fila Y) tiene un doble bateo.

Datos del Conductor:

Hasta tres bahías de conductores se pueden generar automáticamente. Para cada bahía de pozos, se debe especificar el número de conductores y las filas en las direcciones X e Y globales. También se deben ingresar la elevación del conductor superior y las elevaciones donde el conductor no debe conectarse a la estructura. Otros datos de entrada incluyen:

- Una bahía de pozos con cuatro conductores
- Elevación del conductor superior: 15.3m
- Primer número de conductor: 5
- Conductores en la dirección X: 2
- Conductores en la dirección Y: 2
- Ubicación del primer conductor (LL): X = -4.5m, Y = -1.0m
- Distancia entre conductores: 2.0m en las direcciones X e Y
- Elevaciones desconectadas: -79.5m, 3.0m y 4.0m

Definiciones de Grupos de Miembros:

La definición estructural especifica grupos de miembros sin propiedades predefinidas. Las propiedades de estos grupos (LG1, LG2, LG3) se definen en segmentos de la siguiente manera:

- **Segmento 1:** D = 48.5in, T = 1.75in, $F_y = 34.50 \text{ kN/cm}^2$, Longitud del Segmento = 1.0m
- **Segmento 2:** D = 47.0in, T = 1.0in, $F_y = 24.80 \text{ kN/cm}^2$
- **Segmento 3:** D = 48.5in, T = 1.75in, $F_y = 34.50 \text{ kN/cm}^2$, Longitud del Segmento = 1.0m
- **Miembro Inundado:** LG4 = 48.5"x1.75"
- **Otros Miembros:** DL6 = 42"x1.5", DL7 = 42"x1.5", CON = 30"x1" (inundado), PL* = 42"x1.5", W.B. = 30"x1" (inundado)

Donde:

- D = diámetro externo
- T = grosor de la pared
- Densidad = 7.849 toneladas/m³

Los pilotes de faldón siempre están inyectados con la manga del faldón de la chaqueta. Sin embargo, para los pilotes principales, el espacio entre el pilote y la pierna de la chaqueta (el anillo) puede o no estar inyectado, dependiendo de la profundidad de agua diseñada. Al igual que otros elementos estructurales de la chaqueta, el pilote también es un miembro estructural. Debe modelarse según su diámetro, grosor de pared y propiedades del material. Se debe prestar especial atención a simular el mecanismo de transferencia de carga entre la pierna de la chaqueta y el pilote.

4. SOFTWARE SACS PARA DISEÑO Y ANÁLISIS

SACS (Sistemas de Análisis Estructural por Computadora) es un software utilizado para modelar y analizar estructuras offshore, incluidas las chaquetas.

SACS es una suite integrada de software basado en elementos finitos que soporta el análisis, diseño y fabricación de estructuras offshore, tales como plataformas de petróleo, gas y energía eólica. Permite a los usuarios iterar diseños dinámicamente, cumplir con los criterios de diseño offshore y visualizar resultados complejos. El software también proporciona verificación confiable de códigos para miembros de vigas y articulaciones tubulares, lo que lo hace adecuado para estructuras de cubiertas compuestas por vigas de placas y columnas/bridas tubulares.

4.1 Entradas para la Definición Estructural Elevaciones:

Esta sección implica ingresar los datos de elevación como:

- **Punto de Trabajo:** El punto donde se instalará la cubierta.
- **Profundidad del Agua:** La profundidad promedio del agua en el sitio.
- **Elevación de Conexión del Pilote:** El punto donde la estructura de la chaqueta empieza a actuar.
- **Elevación de la Línea de Lodo:** El punto donde comienza el nivel del agua.
- **Elevación del Pilote:** El punto inicial de los pilotes que conectan la estructura de la chaqueta a la fundación.

Los datos de entrada proporcionados son los siguientes:

- Profundidad del agua: 79.5m
- Elevación del punto de trabajo: 4.0m
- Elevación de conexión del pilote: 3.0m
- Elevaciones de la línea de lodo, pilotes y extensión de la pierna: -79.5m
- Otras elevaciones intermedias: -50.0m, -21.0m, 2.0m (cubierta de sótano), 15.3m (cubierta principal), 23.0m

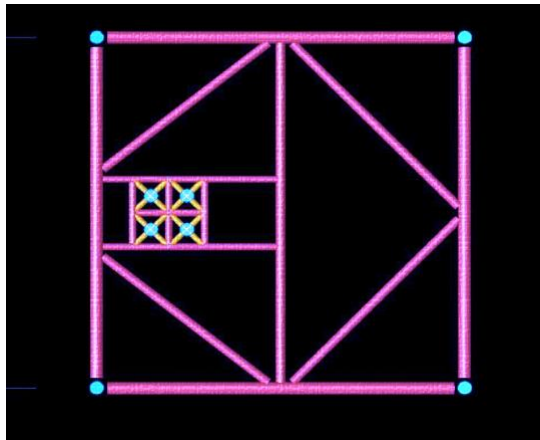
Datos de las Piernas: Este paso implica especificar el espaciamiento de las piernas en diferentes niveles de elevación. En este caso, el espaciamiento de las piernas se define en la línea de lodo y el punto de trabajo.

Los datos de entrada son los siguientes:

- Número de piernas: 4
- Tipo de pierna: Sin inyectar
- Espaciamiento de las piernas en el punto de trabajo: X1 = 15m, Y1 = 10m
- Etiquetado de Filas: Definir la etiqueta de la fila para que coincida con los planos de diseño.

Datos del Conductor:

Se pueden generar automáticamente hasta tres bahías de conductores. Para cada bahía de pozos, se especifica el número de conductores, el número de filas en la dirección global X y el número de filas en la dirección global Y. También se especifica la elevación superior del conductor, junto con cualquier otra elevación en la que el conductor no debe conectarse a la estructura. Además, para cada bahía de pozos, se define el espacio entre los conductores y la ubicación exacta de la bahía de pozos.



En el caso de una bahía de pozo con cuatro conductores, los detalles son los siguientes:

- **Elevación superior del conductor:** 15.3 metros
- **Número del primer conductor:** 5
- **Número de conductores en la dirección X:** 2
- **Número de conductores en la dirección Y:** 2
- **Ubicación del primer conductor (LL):** X = -4.5 metros, Y = -1.0 metro
- **Distancia entre los conductores:** 2.0 metros en ambas direcciones, X e Y
- **Elevaciones desconectadas:** -79.5 metros, 3.0 metros y 4.0 metros

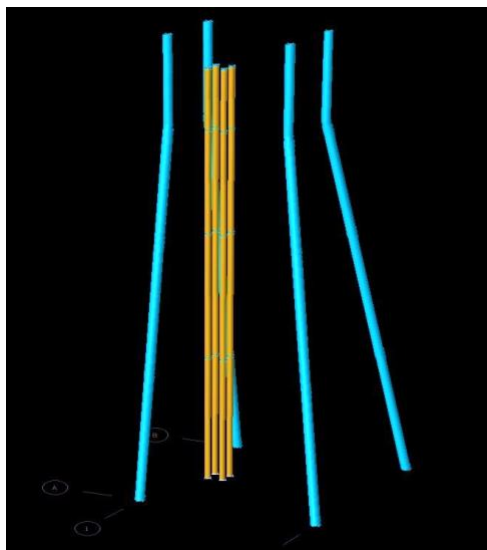


Fig-3: modelo de pilote y conductor

LG4 = 48.5" x 1.75"

DL6 = 42" x 1.5"

DL7 = 42" x 1.5"

CON = 30" x 1" inundado

PL* = 42" x 1.5"

W.B. = 30" x 1" inundado

Donde D es el diámetro exterior y T es el espesor. La densidad de todos los miembros es de 7.849 toneladas por metro cúbico.

Fig-4: Conexiones de conductores a Z = -50m

DATOS DE VIGAS DE LA CUBIERTA:

1. Elevación de la cubierta: seleccionar 15.30
Extensión de la cubierta: ingresar 4.0m en la estructura Norte y Sur
2. Elevación de la cubierta: seleccionar 23.00
Extensión de la cubierta: ingresar 4.0m en la estructura Norte y Sur, 5.0m en la estructura Este

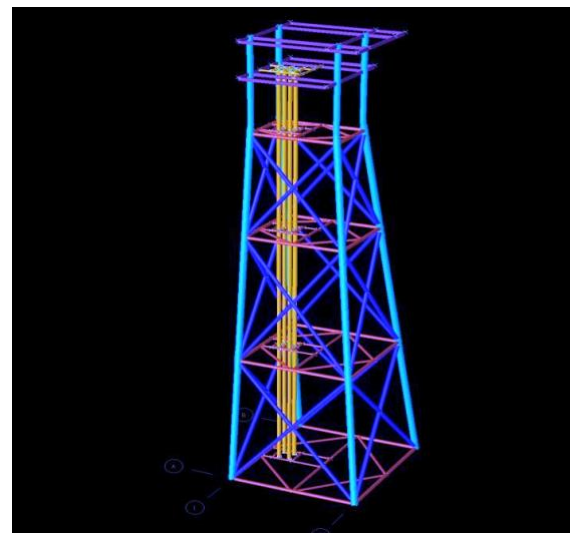


Fig-5: Estructura básica después de las definiciones estructurales

4.2 Introducción de Detalles de Carga y su Impacto en la Estructura

En este módulo, se procesa la aplicación de cargas a la estructura. La carga es un factor crucial para la estabilidad y el diseño de la estructura. A medida que aplicamos las cargas a la estructura existente, ya conocemos los detalles

de las cargas muertas que actúan sobre ella. Sin embargo, las cargas ambientales varían según las condiciones en India, por lo que discutiremos e ingresaremos estas cargas en las juntas correctas para completar el análisis.

4.2.1 Cargas Superficiales

- Juntas de coordenadas locales: La junta 71BD, 71ED y 74BD se ingresará con una tolerancia de 0.5 para las cargas superficiales. Seleccione las juntas 71BD, 71ED, 74ED y 74BD manteniendo presionada la tecla CTRL para marcarlas como juntas de límite. Estas juntas están sometidas a la entrada de carga superficial con una presión de peso de 0.5 kN/m² para la cubierta de la bodega, luego mover **CELLWT1**.
- A continuación, seleccione la junta 81BD, 81FD y 84BD para las juntas de coordenadas locales e ingrese una tolerancia de 0.5. Después, seleccione las juntas 81BD, 81FD, 84FD y 84BD manteniendo presionada la tecla CTRL para marcarlas como juntas de límite. La dirección de la carga es a lo largo del eje Y negativo. ID de superficie: **MAINWT1**.

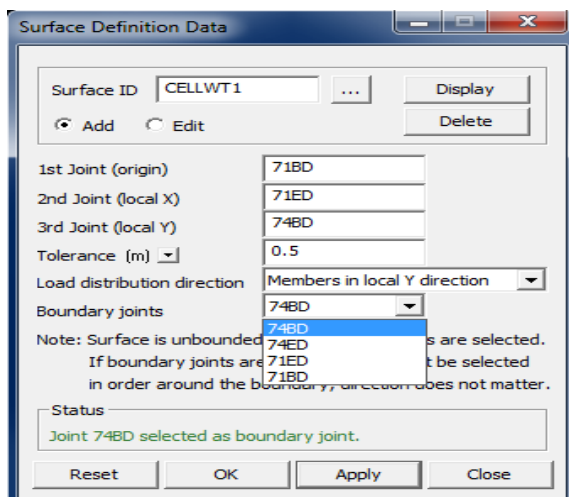


Fig-6: Valores de Entrada para

Añadir el grupo de peso LIVE utilizando la función de peso superficial. El ID de peso MAINLIVE incluye la cubierta principal con una presión de peso de 5.0 kN/m². Además, el ID

CELLLIVE incluye la cubierta inferior con una presión de peso de 2.5 kN/m².

4.2.2 Pesos de Huella

El grupo de peso es EQPT, y el ID de Huella es SKID1.

- Peso: 1112.05 kN
- Centro de la huella: (5.0, 2.0, 23.0)
- Centro de peso relativo: (0, 0, 3.0)
- Longitud del patín: 6 m
- Ancho del patín: 3 m
- Número de vigas de patín: 2 (en la dirección X, longitudinal)

4.2.3 Pesos Misceláneos

1. **Peso de la pasarela en las cubiertas principal e inferior**
 - Grupo de peso: MISC
 - ID de peso: Walkway
 - Categoría de peso: Distribuido
 - Sistema de coordenadas: Global
 - Valor inicial de peso: 2.773 kN/m
 - Valor final de peso: 2.773 kN/m
2. **Peso de la grúa**
 - Grupo de peso: MISC
 - ID de peso: CRANEWT
 - Peso: 88.964 kN
3. **Peso de la pared cortafuegos**
 - Grupo de peso: MISC
 - ID de peso: FIREWALL
 - Categoría de peso: Concentrado
 - Sistema de coordenadas: Global
 - Peso concentrado: 15.0 kN
 - Distancia: 1.5 m

4.3 Generación de Cargas de Estado del Mar

Los datos de entrada para las cargas de estado del mar cubren tanto condiciones de tormentas operativas como extremas.

- **Tormenta operativa:** Se consideran tres direcciones (0.00°, 45.00°, 90.00°). Los casos de carga son **P000**, **P045**, y **P090**.
- **Tormenta extrema:** Se consideran tres direcciones (0.00°, 45.00°, 90.00°). Los

casos de carga son **S000**, **S045**, y **S090**.

Para el caso **S000** (tormenta extrema):

- **Ola-I:** Anulación de profundidad de agua = 81 m, Dirección de la gravedad = -Z
- **Ola-II:** Tamaño del paso de posición de la ola = 20°, Número de posiciones de cresta = 18, Segmentación máxima del miembro = 10

Para **Viento-I:**

- **Velocidad:** 45.17 m/s

Para **Corriente-I:**

- **Distancia:** 0 m, **Velocidad:** 0.514 m/s, **Dirección:** 0°
- **Distancia:** 79.5 m, **Velocidad:** 1.029 m/s

Las cargas para **S045** y **S090** se definen de manera similar para otras direcciones.

Para **P000** (condiciones de tormenta operativa), el cambio significativo es en la velocidad del viento, que se toma como **25.72 m/s**.

4.4 Combinaciones de Carga

Se añadirán seis combinaciones de carga al modelo: OPR1, OPR2, OPR3, STM1, STM2, y STM3.

- Las tres primeras corresponden a tormentas operativas, mientras que las otras tres corresponden a tormentas extremas.
- Se usará un factor de carga de 1.1 para las cargas ambientales, y las cargas vivas se incluirán con un factor de 0.75 en las combinaciones de cargas de tormenta extrema.
- Para definir las combinaciones de carga, vaya a "Load" > "Combine load conditions".

Las siguientes dos diagramas mostrarán las combinaciones de condiciones de tormenta operativa y extrema.

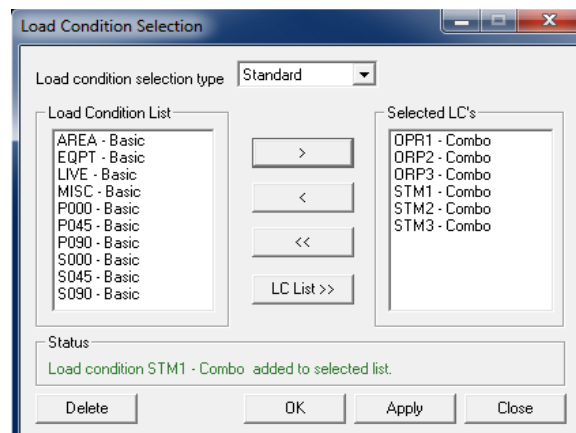


Fig-8: Selección de Condición de Carga

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para realizar el análisis estático, el archivo del modelo debe dividirse en dos partes: los datos del estado del mar y los datos del modelo, guardados como seainp.dat y sacinp.dat respectivamente. Al seleccionar el *Generador de Análisis* desde la ventana Ejecutiva y elegir *Estática* como el tipo y *Análisis Estático* como subtipo, puedes ejecutar el análisis utilizando las configuraciones ambientales adecuadas para la estructura. Una vez que comienza el análisis, se genera un archivo llamado psvdb.dat para ejecutar el análisis.

Durante el análisis, los índices de verificación de unidad para el máximo esfuerzo combinado, el esfuerzo axial y los esfuerzos de flexión alrededor de los ejes Y y Z pueden etiquetarse utilizando la función de etiquetado de verificación de unidad.

- **Esfuerzo Combinado Máximo:** El índice de verificación de unidad para el máximo esfuerzo combinado en todos los casos de carga activos puede mostrarse u ocultarse utilizando el interruptor.
- **Esfuerzo Axial:** De manera similar, el índice de verificación de unidad para el esfuerzo axial máximo en todos los casos de carga activos puede mostrarse u ocultarse.
- **Flexión en el Eje Y:** El índice de verificación de unidad para la flexión

alrededor del eje Y local en todos los casos de carga activos también puede alternarse.

- **Flexión en el Eje Z:** Finalmente, el índice de verificación de unidad para la flexión alrededor del eje Z local puede mostrarse u ocultarse de la misma manera.

Para la estructura de chaqueta, se realizó una verificación de unidad para los miembros del grupo de pilotes. Los resultados mostraron que la relación entre el esfuerzo real y el esfuerzo permitido fue menor que la unidad para todos los miembros, lo que indica que los miembros de pilotes son seguros. El índice de verificación de unidad combinado máximo se encontró en los miembros 104P y 204P, que fueron los más afectados por las cargas estáticas.

Tabla-1: Resumen del Rango de Verificación de Unidad de Miembro

Miembro	ID de Grupo	Máxima Combinación Verificación de Unidad	No. de Condición de Carga	Esfuerzo Axial N/mm ²	Esfuerzo de Flexión Y N/mm ²	Esfuerzo de Flexión Z N/mm ²	Fuerza Cortante Fy KN	Fuerza Cortante Fz KN
102P-202P	PL1	0.680	S000	-50.89	16.91	-22.58	29.90	-5.97
103P-203P	PL1	0.724	S090	-56.44	25.75	-1.33	1.54	-22.78
104P-204P	PL1	0.850	S045	-68.34	23.68	2.03	-2.80	-14.76
202P-302P	PL2	0.530	S000	-48.62	-8.18	6.56	-5.82	23.83
203P-303P	PL2	0.580	S090	-54.17	-9.89	0.16	0.05	19.95
204P-304P	PL2	0.705	S045	-66.07	-9.97	-0.70	0.92	25.13
304P-404P	PL3	0.571	S045	-63.83	-4.51	0.18	0.13	18.05

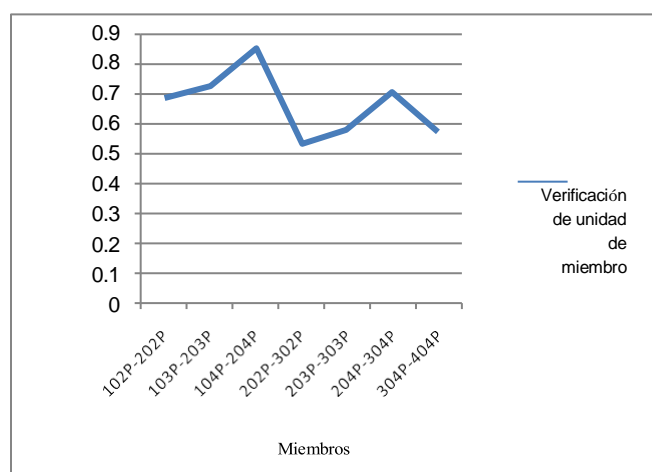


Gráfico-1: Gráfico de verificación de unidad de

miembros

6. CONCLUSIÓN

Se han analizado las respuestas estáticas de una plataforma costa afuera de tipo jacket utilizando un modelo de marco en el programa de computadora SACS. Esta estructura está diseñada para manejar cargas estáticas y tener en cuenta el comportamiento de pandeo de los puntales tubulares. Para estudios lineales de marcos arriostrados, especialmente para las estructuras costa afuera tipo jacket, esta metodología resulta efectiva en predecir con precisión el comportamiento general de la estructura. Las conclusiones extraídas de este estudio son las siguientes:

- El cálculo de las tensiones que actúan sobre la estructura para diferentes casos de carga, seleccionando la combinación de cargas que produce la tensión máxima, garantiza una estabilidad estructural óptima.
- El análisis proporcionó valores de carga axial que representan mejor el modelo estructural. Esto resulta en un aumento de la resistencia contra fuerzas laterales, ya que dichas fuerzas, cuando se resuelven, generan momentos de vuelco mayores en la estructura.
- Las tensiones que actúan sobre la estructura para varios casos de carga

están dentro de los límites de tensiones permitidas, lo que garantiza que la estructura sea segura para las tensiones axiales y de flexión.

- A partir del análisis estático, se observa que los miembros ubicados en $Z = -79.5\text{m}$ son los más afectados por las cargas estáticas. Por ejemplo, la relación de verificación de unidad del miembro 104P-204P es mayor que la de todos los demás miembros, lo que indica un mayor impacto de las cargas estáticas.
- Los miembros críticos dentro de cada grupo de miembros fueron identificados basándose en los resultados del análisis estático.

7. PUNTOS CLAVE

El análisis de las plataformas tipo jacket es crucial para el éxito de las operaciones offshore. El estudio presentado demuestra la importancia de una evaluación precisa de las cargas estáticas y ambientales que impactan en la estructura. El uso de software avanzado como SACS permite a los ingenieros optimizar el diseño y garantizar la estabilidad de estas estructuras bajo condiciones operativas y extremas.

La predicción precisa del comportamiento de los miembros tubulares, así como la identificación de miembros críticos, aseguran que las plataformas sean seguras y eficientes en entornos marinos desafiantes. Las conclusiones extraídas de este análisis destacan la relevancia de los procedimientos estructurales avanzados para garantizar la seguridad y la integridad de las plataformas offshore en la industria petrolera, contribuyendo a operaciones más seguras y a una mayor longevidad de estas instalaciones.

- **Importancia crítica del análisis estático:** El estudio destaca la necesidad de evaluar las cargas estáticas y ambientales que impactan las plataformas offshore de tipo jacket.
- **Optimización impulsada por software:** El uso de software avanzado

como SACS es crucial para optimizar el diseño de estructuras offshore y garantizar su estabilidad tanto en condiciones operativas como en tormentas extremas.

- **Comportamiento de los miembros tubulares:** La predicción precisa del comportamiento de pandeo y estrés de los miembros tubulares asegura la integridad estructural de la plataforma.
- **Análisis de combinaciones de cargas:** El cálculo adecuado de diferentes combinaciones de cargas, incluidas las cargas axiales y laterales, ayuda a mejorar la resistencia a fuerzas laterales y prevenir el vuelco.
- **Verificación de los índices de unidad:** Realizar verificaciones de unidad para el estrés combinado, el estrés axial y el estrés de flexión permite a los ingenieros asegurar que los niveles de estrés de la estructura permanezcan dentro de los límites permitidos.
- **Identificación de miembros críticos:** El análisis identifica los miembros, como los ubicados en secciones más profundas (por ejemplo, $Z = -79.5\text{m}$), que son los más afectados por las cargas estáticas, lo que indica áreas donde es necesario reforzar el diseño.
- **Seguridad de la plataforma:** El estudio confirma que todos los miembros estructurales analizados, especialmente los del grupo de pilotes, son seguros en relación con los límites de estrés definidos en el análisis.
- **Aplicación en la industria offshore:** El análisis proporciona información valiosa para mejorar el diseño, la seguridad y el rendimiento de las plataformas offshore de tipo jacket, esenciales para las operaciones en la industria del petróleo y gas.

REFERENCIAS

1. Arazi B. Idrus, Narayanan Sambu Potty, Zafarullah Nizamani, "Comparación de la Resistencia Tubular de las Estructuras de Chaquetas Offshore Según API RP2A e ISO 19902", Journal – The Institution of Engineers, Malasia, 2011.
2. Chakrabarti.S, "Manual de Ingeniería Offshore" Elsevier Ltd.- 2005.
3. Sadeghi K, "Ingeniería de Costas, Puertos y Estructuras Offshore" -2001.
4. Thomas Gjerde, "Análisis Estructural de Módulos Offshore" -2011.
5. Demir I. Karsan, "Diseño de Chaquetas en Aguas Profundas del Golfo de México", Journal of Waterway, Port, Coastal, Ocean Eng, vol. 112, pp. 427-446, 1986.