

# ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE TRABAJO A FATIGA EN DUCTOS MARINOS PARA  
UNA UNIDAD FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO  
Y DESCARGA (FPSO) USANDO UN SISTEMA PASIVO DE  
COMPENSACIÓN DE ROLIDO.**

**COMPONENTE: EVALUACIÓN DE DAÑO POR FATIGA EN  
DUCTOS MARINOS.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO**

**CURAY CEPEDA CHRISTIAN MARCELO**

[christian.curay@epn.edu.ec](mailto:christian.curay@epn.edu.ec)

**DIRECTOR: GUACHAMIN ACERO WILSON IVÁN, PhD.**

[wilson.guachamin@epn.edu.ec](mailto:wilson.guachamin@epn.edu.ec)

**Quito, Agosto 2023**

## **CERTIFICACIONES**

Yo, Christian Marcelo Curay Cepeda declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

---

**CURAY CEPEDA CHRISTIAN MARCELO**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Christian Marcelo Curay Cepeda, bajo mi supervisión.

---

**PhD. GUACHAMIN ACERO WILSON IVÁN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

CURAY CEPEDA CHRISTIAN MARCELO

PhD. GUACHAMIN ACERO WILSON IVÁN

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de titulación le dedico a mi madre Carolina Cepeda la verdadera constructora de todos mis sueños, quien siempre me apoyo desde un inicio y creyó en mí y en mis habilidades, gracias a ti he llegado hasta aquí, tú eres la verdadera ingeniera de mi vida mamá.

De igual manera se la dedico a mi padre Marcelo Curay mi hermanita Dianita quienes fueron personas fundamentales y de gran apoyo en toda la carrera y en mi vida personal, gracias por siempre estar conmigo siempre y aconsejarme. Una mención especial a mi ñaña Daysi que siempre desde un inicio estaba para mí, con sus consejos y el apoyo que requería en cada etapa que viví en todo este tiempo de universitario.

Y por último y no menos importante a todos mis tutores, amigos, profesores y familiares que han estado a mi lado durante toda mi carrera universitaria.

## **AGRADECIMIENTO**

A todas mis amigos y familiares que me dieron palabras de aliento durante mi etapa universitaria.

A la Escuela Politécnica Nacional, a sus docentes y en especial a los docentes de la Facultad de Ingeniería Mecánica por haber hecho todo lo posible por transmitirme los conocimientos y sobre todo por considerarme como su amigo.

A mí tutor Wilson Guachamin, por su tiempo, sus consejos, su guía y sus palabras de motivación durante este proceso de titulación.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	IX
RESUMEN.....	X
ABSTRACT.....	XI
<b>1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Objetivo general .....	2
1.2 Objetivos específicos.....	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Marco teórico.....	3
1.4.1 Ductos y Tuberías Flexibles (“Riser” Submarinos).....	3
1.4.2 Tipo de instalación del “Riser”.....	6
1.4.3 Arreglo para la unidad de producción flotante, almacenamiento y descarga (FPSO).....	12
1.4.4 Tensión y Esfuerzos en “Risers” Submarinos .....	13
1.4.5 Trabajo a Fatiga de los “Risers” Submarinos.....	18
1.4.6 Curva S-N.....	18
1.4.7 Método Rainflow Counting (RFC) .....	19
1.4.8 Daño Por Fatiga .....	21
1.4.9 Herramientas computacionales.....	21
<b>2 METODOLOGÍA .....</b>	<b>22</b>
2.1 Aceleraciones en el punto de sujeción del “riser” simuladas en AQWA .....	23
2.1.1 Tensión en el punto de sujeción del “riser” en función del tiempo.....	25
2.2 Historial de Esfuerzos del punto de sujeción del “riser”.....	26
2.3 Método “RainFlow Counting” (RFC).....	27
2.4 Cálculo del daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” para un tiempo determinado.....	28
2.5 Daño total en el punto superior de sujeción de “riser” .....	29
<b>3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>30</b>
3.1 Resultados cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido....	30
3.1.1 Tensiones dinámicas máximas en el punto de sujeción del “riser”.....	30

3.1.2	Tensiones dinámicas mínimas en el punto de sujeción del “riser” .....	31
3.1.3	Historial de esfuerzos máximos en el punto superior de sujeción del “riser” .....	31
3.1.4	Historial de esfuerzos mínimos en el punto superior de sujeción del “riser” .....	32
3.1.5	Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto superior de sujeción del “riser” .....	33
3.2	Resultados Cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido .....	34
3.2.1	Tensiones dinámicas máximas en el punto superior de sujeción del “riser” .....	34
3.2.2	Tensión dinámica mínima en el punto superior de sujeción del “riser” .....	34
3.2.3	Historial de esfuerzos máximos en el punto superior de sujeción del “riser” .....	35
3.2.4	Historial de esfuerzo mínimo en el punto superior de sujeción del “riser” .....	36
3.2.5	Rango de esfuerzos aplicando el método RFC en el punto superior de sujeción del “riser” .....	36
3.3	Comparación de resultado del punto de sujeción del “riser” con y sin un sistema de compensación de rolido .....	37
3.3.1	Comparación de Tensiones Dinámicas .....	37
3.3.2	Comparación de Historial de Esfuerzos .....	37
3.3.3	Comparación de Rangos de Esfuerzos (RFC) .....	38
3.3.4	Daño por Fatiga .....	38
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>39</b>
4.1	Conclusiones .....	39
4.2	Recomendaciones .....	40

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1.</b> “Riser” en un FPSO sin compensación de rolido (a) y con compensación de rolido (b). .....	1
<b>Figura 1.2.</b> Ductos y “Risers” en el transporte de Hidrocarburos. ....	3
<b>Figura 1.3.</b> “Riser” de catenaria de acero (SCR). ....	5
<b>Figura 1.4.</b> Configuraciones de los “Risers” Flexible .....	5
<b>Figura 1.5.</b> Configuración del “Riser” Híbrido. ....	6
<b>Figura 1.6.</b> Partes de la embarcación tipo (S). ....	7
<b>Figura 1.7.</b> Secciones de la instalación tipo (S). ....	7
<b>Figura 1.8.</b> Fuerzas en los diferentes tramos de la instalación tipo (S). ....	8
<b>Figura 1.9.</b> Pandeo y deformaciones en la instalación tipo (S). ....	8
<b>Figura 1.10.</b> Fuerzas presentes en los diferentes tramos de la instalación tipo (J). ....	10
<b>Figura 1.11.</b> Esquema de la embarcación de la instalación tipo (J). ....	11
<b>Figura 1.12.</b> Arreglo “Balcony Riser”. ....	12
<b>Figura 1.13.</b> Tensión en el tipo de instalación tipo (S) y tipo (J). ....	14
<b>Figura 1.14.</b> Aproximación por Cable de la configuración en forma de (J). ....	14
<b>Figura 1.15.</b> DCL Punto de Sujeción – Caso Estático en la instalación tipo (J). ....	16
<b>Figura 1.16.</b> DCL del punto de Sujeción del “riser” – Caso Dinámico en la instalación tipo (J). ....	17
<b>Figura 1.17.</b> Curva S-N del acero API 5L X65 en condiciones de agua de mar sintético con protección catódica (-110mV). ....	19
<b>Figura 1.18.</b> Método “Rain Flow Counting” (RFC). ....	20
<b>Figura 2.1.</b> Diagrama de flujo para determinar el daño por fatiga en el punto de sujeción .....	23
<b>Figura 2.2.</b> Aceleración en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	24
<b>Figura 2.3.</b> Aceleración en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	24
<b>Figura 2.4.</b> Tensión en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	25
<b>Figura 2.5.</b> Tensión en el punto superior de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	26
<b>Figura 2.6.</b> Esfuerzo en el punto de sujeción del “riser” “Sin Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	27
<b>Figura 2.7.</b> Esfuerzo en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ). ....	27



<b>Figura 2.8.</b> Histograma en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ).....	28
<b>Figura 2.9.</b> Histograma en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4m$ y $T_p = 13 [s]$ ).....	28
<b>Figura 3.1.</b> Tensiones dinámicas máximas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.....	30
<b>Figura 3.2.</b> Tensiones dinámicas mínimas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.....	31
<b>Figura 3.3.</b> Historial de esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido. ....	32
<b>Figura 3.4.</b> Historial de esfuerzos mínimos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido. ....	32
<b>Figura 3.5.</b> Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto superior de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación. ....	33
<b>Figura 3.6.</b> Tensiones dinámicas máximas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido. ....	34
<b>Figura 3.7.</b> Tensiones dinámicas mínimas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido. ....	35
<b>Figura 3.8.</b> Historial de esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido. ....	35
<b>Figura 3.9.</b> Historial de esfuerzos mínimos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido. ....	36
<b>Figura 3.10.</b> Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido. ....	37
<b>Figura 3.11.</b> Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC). ....	38

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1.</b> Propiedades mecánicas del material API 5L X65.....	19
<b>Tabla 2.1.</b> Datos para el cálculo de tensiones en el punto de sujeción del “riser” . .....	25
<b>Tabla 2.2.</b> Datos para el cálculo de esfuerzos en el punto de sujeción del “riser” . .....	26
<b>Tabla 2.2.</b> “Scatter Diagram” del Océano Atlántico .....	29

## RESUMEN

Para la extracción de hidrocarburos en alta mar se utiliza ductos flexibles (“risers”) acoplados a un barco de producción, almacenamiento y descargas de petróleo (FPSO). Estos “risers” se encuentran sometidos a cargas cíclicas provocadas por los movimientos del FPSO.

En el presente trabajo se desarrolló una metodología para determinar si existe daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser”. Este análisis se lo realizó para diferentes alturas de ola ( $H_s$ ) y períodos pico ( $T_p$ ). Para un FPSO con y sin un sistema de compensación de rolido.

Para evaluar el daño por fatiga en el “riser” se utilizó el método “Rain Flow Counting” (RFC) y la regla de Palmgren Miner mediante funciones de MATLAB. La aplicación del método (RFC) comienza en el historial de esfuerzos del “riser”, para obtener un histograma de ciclos en función de rangos de esfuerzos. Con los resultados del histograma, la curva de Wöhler del material API 5L X65 y la regla de Palmgren Miner, se analizó el daño por fatiga del “riser” en dicha sección.

Los resultados indican que para los casos críticos cuando  $H_s = 5 [m]$  y  $T_p = 14[s]$ , se tiene un rango de esfuerzos de  $\Delta\sigma = 63.27 [MPa]$  y  $\Delta\sigma = 103.84 [MPa]$  con y sin un sistema de compensación de rolido respectivamente.

Los rangos de esfuerzos ya mencionados se encuentran por debajo del límite de resistencia a la fatiga del material  $\sigma_e = 150 [MPa]$  y se concluye que para el “riser” escogido no va a existir daño por fatiga en el punto de sujeción.

**Palabras clave:** FPSO, Riser, Balcony, Compensación de rolido, Método Rain Flow Counting, Palmgren Miner, Daño por fatiga, Curva Wöhler.

## ABSTRACT

Offshore hydrocarbon extraction uses flexible pipelines (risers) attached to the balcony of an oil production, storage, and offloading (FPSO) vessel. These risers are subjected to cyclic loads caused by wave impacts.

This project deals with a methodology to assess fatigue damage in the upper attachment point of a riser. This analysis was performed for different wave heights ( $H_s$ ) a peak period ( $T_p$ ), with and without a roll compensation system on the FPSO.

The Rain Flow Counting (RFC) method and the Palmgren Miner rule were used to evaluate fatigue damage in the riser using of MATLAB functions. The application of the RFC method starts from a stress time history. Then, it is converted into a histogram of cycles as a function of stress ranges. The Wöhler curve of the API 5L X65 material and the Palmgren Miner rule, allows to compute the fatigue damage of the riser in the upper section.

The results indicate that for the most critical cases when  $H_s = 5 [m]$  and the period  $T_p = 14[s]$ , there is a stress range of  $\Delta\sigma = 63.27 [MPa]$  y  $\Delta\sigma = 103.84 [MPa]$  with and without a roll compensation system, respectively.

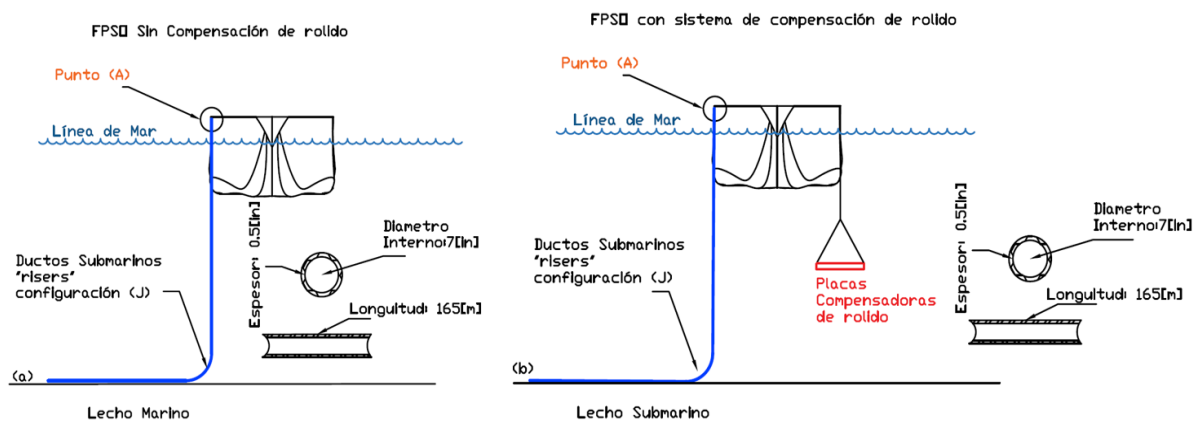
The stress ranges mentioned above are below the fatigue strength limit of the material  $\sigma_e = 150 [MPa]$ . For the pipeline studied in this work, it is concluded that there will be no fatigue damage at the riser attachment point.

**Keywords:** FPSO, Riser, Balcony, Roll Compensation, Rain Flow Counting Method, Palmgren Miner, Fatigue Damage, Wohler curve.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La extracción de hidrocarburos en alta mar se lo realiza mediante tuberías flexibles (“risers”), los cuales están acoplados a un barco de almacenamiento, producción y descarga de petróleo conocidos como FPSO. Los “risers” se encuentran afectados por las cargas cíclicas que genera el movimiento del FPSO en diferentes alturas de ola y periodos pico.

En el presente caso de estudio se desarrolló una metodología para analizar el daño por fatiga en el punto (A) del “riser”, suspendidos desde el balcón de un FPSO con y sin un sistema de compensación de roldo, como se puede observar en la Figura 1.1.



**Figura 1.1.** “Riser” en un FPSO sin compensación de roldo (a) y con compensación de roldo (b).

Para este trabajo se seleccionó un “riser” con las siguientes características: diámetro interno de 7 [in], espesor 0.5 [in], longitud 162 [m] y un acero API 5L X65.

Para evaluar el daño por fatiga se aplicó el método del flujo de lluvia continua (RFC) y la regla de Palmgren Miner. El método RFC, parte del historial de esfuerzos que existe en el punto (A) del “riser”, y da como resultado un histograma de rangos de esfuerzos.

Con los resultados de la aplicación del método RFC, la curva S-N del acero API 5L X65 y la regla de Palmgren Miner, se analiza el daño por fatiga en todos los estados de mar para el punto (A) del “riser”

## **1.1 Objetivo general**

Evaluar el daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” con configuración tipo (J) y suspendido desde un balcón, acoplado a un FPSO con y sin un sistema de compensación de rolido, utilizando el método (RFC) y la regla de Palmgren Miner.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Calcular las tensiones y el historial de esfuerzos máximos y mínimos que se encuentran en el punto de sujeción del “riser”, de un FPSO con y sin un sistema de compensación de rolido.
2. Determinar la existencia del daño por fatiga en las condiciones más extremas, del punto de sujeción del “riser”.
3. Analizar si existe una reducción de tensiones e historial de esfuerzos cuando el FPSO presenta un sistema de compensación de rolido.
4. Comparar el daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” en un FPSO con y sin un sistema de compensador.

## **1.3 Alcance**

El presente trabajo está limitado al análisis del daño por fatiga en la parte de sujeción del “riser” en forma de (J) suspendidos desde un balcón, con y sin un sistema de compensación de rolido para el FPSO.

Para empezar este trabajo es necesario obtener las aceleraciones en los diferentes estados de mar que el FPSO va a estar sometido (Pazmiño, 2023). De igual manera, es necesario obtener ecuaciones de los esfuerzos para cada estado de mar (González, 2023). El análisis cinemático y las ecuaciones de esfuerzos son temas que no se abarcan en el presente trabajo.

Para el análisis de fatiga en el punto de sujeción del “riser” se aplicará el método (RFC), con la finalidad de obtener un histograma de ciclos en función de rangos de esfuerzos y mediante la aplicación de la regla de Palmgren Miner calcular el daño por fatiga del “riser” en su punto de sujeción.

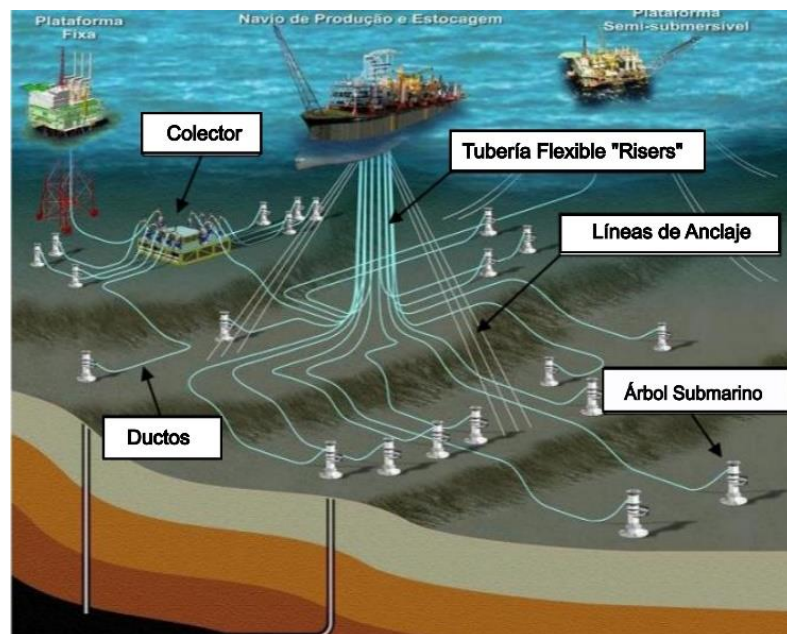
## 1.4 Marco teórico

En este apartado se incluye una recopilación de definiciones y criterios útiles para comprender el daño por fatiga de los “risers” submarinos.

### 1.4.1 Ductos y Tuberías Flexibles (“Riser” Submarinos)

La extracción de los hidrocarburos se transporta desde las instalaciones sumergidas ubicadas en el lecho marino hacia las instalaciones en superficie marina, a través de las líneas de flujo ductos y “risers”. Cabe recalcar que ambos oleoductos se utilizan para transportar hidrocarburos, pero son totalmente diferentes (Landon & Rodriguez, 2010).

Por ejemplo, los “risers” o tuberías verticales flexibles se encargan de transportar los hidrocarburos desde los ductos hacia un sistema flotante (FPSO, TLP, SPAR), mientras que los ductos son tuberías que se instalan en el lecho marino y se encargan de transportar los hidrocarburos desde el árbol submarino hacia los “risers” como se muestra en Figura 1.2 (Landon & Rodriguez, 2010).



**Figura 1.2.** Ductos y “Risers” en el transporte de Hidrocarburos.

Modificado (Rizzi, 2019).

### Ductos

Un Ducto u oleoducto es un sistema de tuberías interconectados de grandes distancias ubicadas en el lecho marino o generalmente enterrados bajo tierra. La elección del material para los ductos dependerá de una serie de factores como: la profundidad del mar, la

distancia que debe recorrer, condiciones ambientales y el tipo de fluido (Landon & Rodriguez, 2010).

Los principales materiales de los ductos son acero, poliéster reforzado con fibra de vidrio o una combinación de ambos materiales. Cabe recalcar, que los ductos tienen un diámetro más pequeño en comparación de los “risers” debido a que el flujo dentro del ducto es menor (Landon & Rodriguez, 2010).

### **Tuberías flexibles “Risers”**

Los “risers” son tuberías flexibles encargadas de transportar los hidrocarburos desde el lecho marino hacia las embarcaciones o plataformas de almacenamiento, en otras palabras, es la conexión entre las instalaciones superficiales marinas y las submarinas como se puede observar en la Figura 1.2 (Landon & Rodriguez, 2010).

La elección del “riser” depende de varios factores relacionados con: condiciones climatológicas, profundidad de trabajo, oleaje, corrientes submarinas, tipo de fluido, temperatura y presión de trabajo, características de yacimientos y el tipo de plataforma (Landon & Rodriguez, 2010).

### **Tipos de “Risers”**

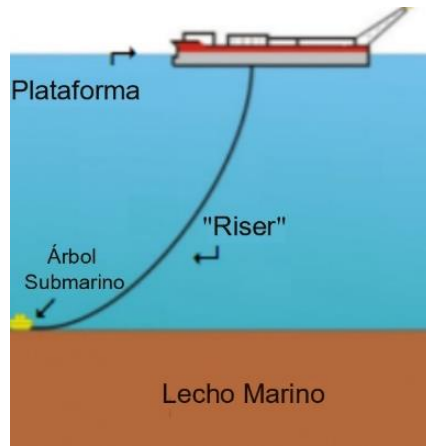
Existen diferentes tipos de “risers” en la actualidad y su instalación dependerá de las condiciones de trabajo a las que se van a someter, entre los principales tipos de “riser” se encuentran: Steel Catenary “Riser” (SCR), “Riser” Flexible, “Riser” Híbrido.

#### **“Riser” de catenaria de acero (SCR)**

Son tuberías delgadas de acero suspendidas desde una plataforma de almacenamiento en forma de catenaria como se muestra en la Figura 1.3. Este tipo de “risers” se utiliza comúnmente en aguas profundas, ya que su flexibilidad permite que la plataforma se mueva con los vientos y las olas, evitando daños estructurales.

Esta tubería viene en tres configuraciones diferentes: tubería sencilla de acero, tubería de acero con aislamiento húmedo y tubería de doble barril con aislamiento seco (Landon & Rodriguez, 2010).



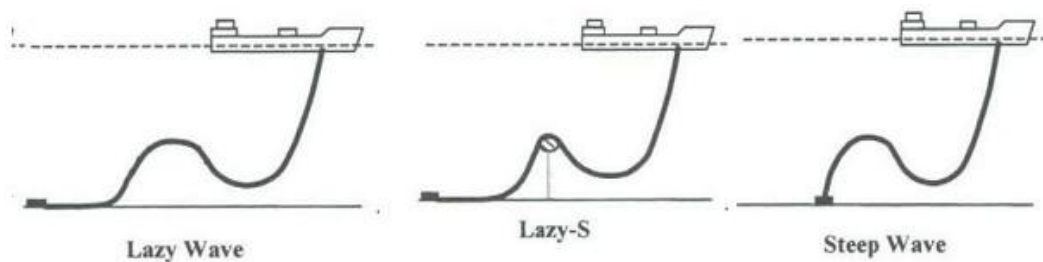


**Figura 1.3.** “Riser” de catenaria de acero (SCR).  
Modificado (Landon & Rodriguez, 2010).

**“Riser” Flexible**

Este tipo de tubería flexible se recomienda para aguas más profundas ya que incluye materiales compuestos, aislamientos y nuevas configuraciones con la finalidad de reducir el peso y la carga.

Esta tubería está disponible en varias configuraciones como: “Lazy wave”, “Steep, wave” y “Lazy S”, como se puede ver en la Figura 1.4. Los cuales se utilizan en base a la profundidad de trabajo, el movimiento de la unidad y las condiciones ambientales (Landon & Rodriguez, 2010).

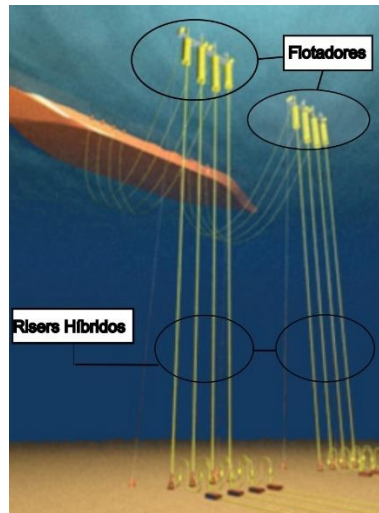


**Figura 1.4.** Configuraciones de los “Risers” Flexible  
(Saeed & Otros, 2015).

**“Risers” Híbrido**

Un “riser” híbrido es una tubería de acero en forma vertical soportada mediante flotadores externos y “jumpers” flexibles como se puede observar en la Figura 1.5. Son utilizados en aguas profundas donde el movimiento del oleaje es elevado, la ventaja de estas tuberías

es que reduce las cargas de fatiga y permite una instalación fácil de la técnica de bombeo neumática (Landon & Rodríguez, 2010).



**Figura 1.5.** Configuración del “Riser” Híbrido.

Modificada (Landon & Rodríguez, 2010).

Para el presente trabajo escrito se va a hacer énfasis en el “riser” de catenaria de acero, en este tipo de tubería, va a estar basado gran parte del estudio.

#### **1.4.2 Tipo de instalación del “Riser”**

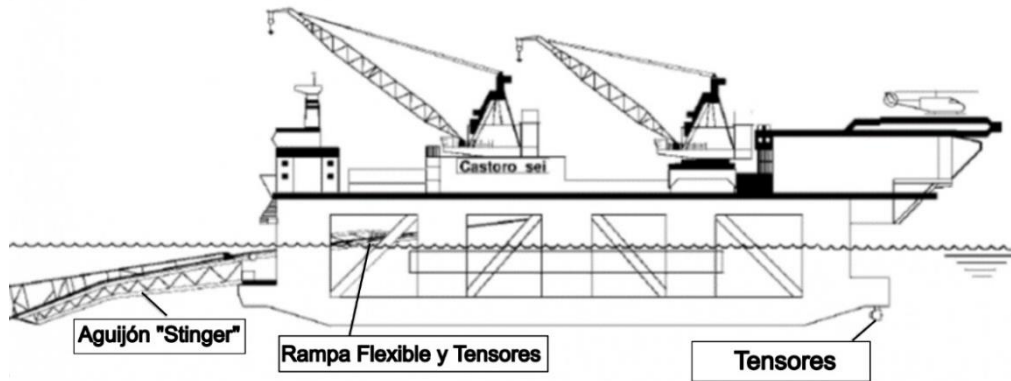
Una vez establecido los tipos de “risers” que se utilizan para transportar hidrocarburos, se empiezan analizar los diferentes tipos de instalaciones de las tuberías flexibles entre los más comunes se encuentran:

- Tipo de instalación en forma de (S) “S-Lay”
- Tipo de estación en forma de (J) “J-Lay”

##### **Tipo de instalación en forma de (S)**

Este tipo de instalación se caracterizan por una curva tipo “S” y es recomendable utilizarla en aguas poco profundas. La tubería sale de la parte posterior de las embarcaciones mediante una rampa inclinada como se indica en la Figura 1.6. El aguijón “Stinger” está ubicado al final de la rampa, que se utiliza para soportar la tubería y controlar la curvatura con la finalidad de evitar desviaciones de sobre flexión.

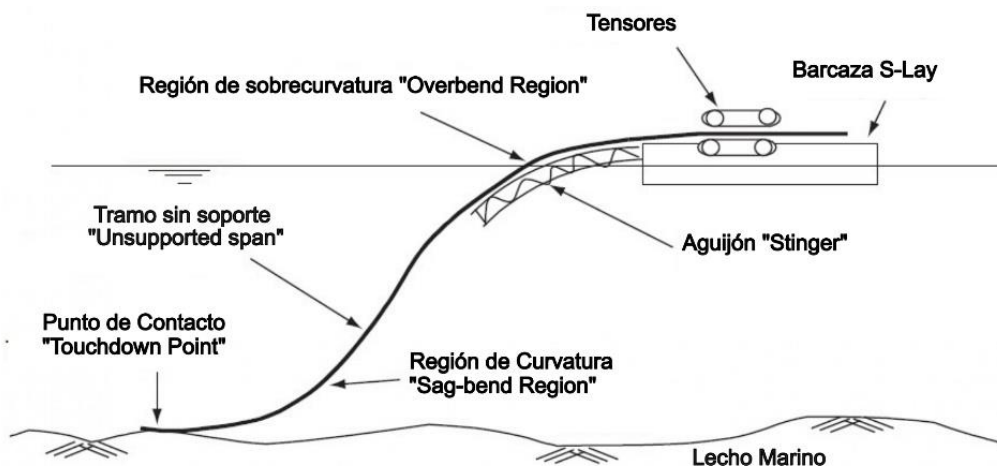
La longitud del agujón está determinada por la profundidad de agua y peso sumergido, esta longitud debe ser suficientemente amplia para evitar una flexión excesiva, y un posible pandeo de la tubería (Stelios & Corona, 2007).



**Figura 1.6.** Partes de la embarcación tipo (S).

Modificado (Stelios & Corona, 2007)

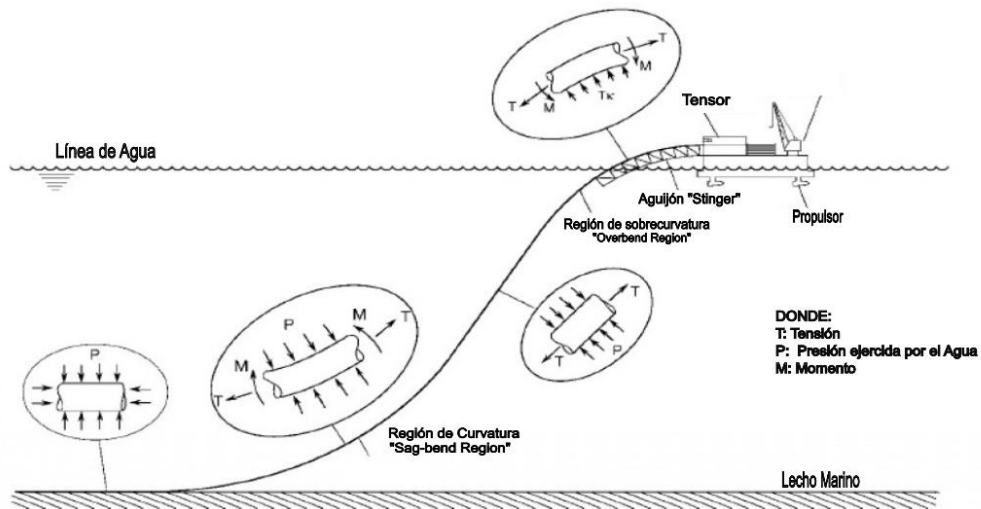
Este tipo de instalación empieza en posición horizontal y adquiere una forma tipo “S” cuando se dirige al lecho marino. La parte superior “Overbend” se identifica por tener una generación superior convexa, mientras que la sección de curva cerca del lecho marino “Sag-bend” se caracteriza por tener una generación superior cóncava como se puede apreciar en la Figura 1.7 (Stelios & Corona, 2007).



**Figura 1.7.** Secciones de la instalación tipo (S). Modificado (Stelios & Corona, 2007).

Además, este tipo de instalación presenta diferentes fuerzas que actúan sobre el “riser” las cuales son: Tensión ( $T$ ), Momento ( $M$ ) y Presión ( $P$ ), como se indica en la Figura 1.8. Estas fuerzas están presentes en los diferentes tramos de “riser” tipo (S), entre las cuales

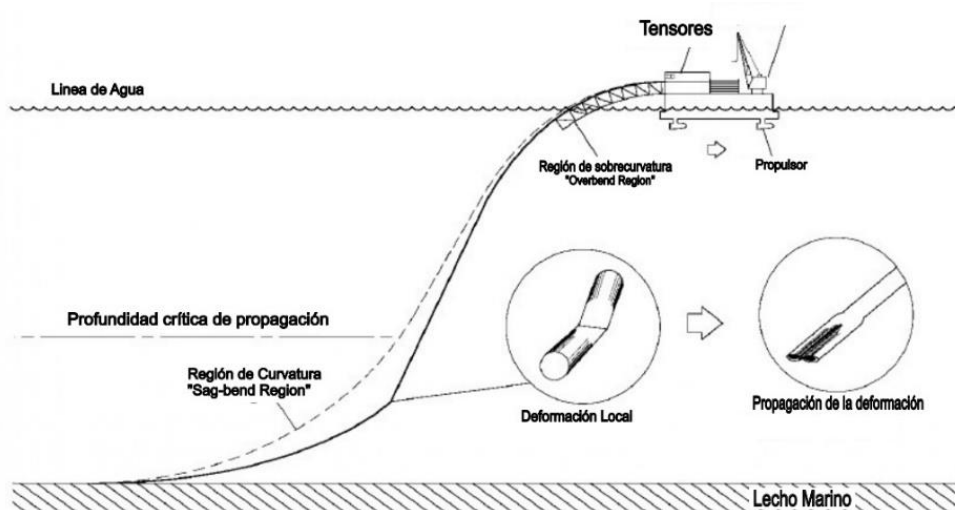
se destacan: parte superior del “riser” “Overbend”, curvatura del riser “sag-bend” y punto de contacto con el lecho marino “touchdown point”, como se puede ver en la Figura 1.8.



**Figura 1.8.** Fuerzas en los diferentes tramos de la instalación tipo (S).

Modificado (Stelios & Corona, 2007).

La tensión aplicada en la sección superior se utiliza para controlar la curvatura en la región de flexión. Sin embargo, si en la embarcación se presenta movimientos violentos puede ocurrir una flexión excesiva, pandeo local y colapso en la parte superior como se puede ver en Figura 1.9. (Stelios & Corona, 2007).



**Figura 1.9.** Pandeo y deformaciones en la instalación tipo (S).  
(Stelios & Corona, 2007).

A continuación, se presenta un cuadro de ventajas y desventajas de este tipo de instalación (Guo & Otros, 2014).

<b>Ventajas y Desventajas de Método S-Lay (Guo &amp; Otros, 2014)</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Instalación de tuberías de varios diámetros.	Profundidad de instalación limitada a la tensión del buque.
Soporte mínimo en tierra al momento de su instalación.	Su aguijón largo es susceptible a las fuerzas hidrodinámicas.
Trabajos como: soldadura, inspecciones y juntas de campo, se pueden realizar al mismo tiempo.	Requiere de abrazaderas para tirar la tubería, requiriendo un amarre pesado y alto riesgo asociado al aguijón largo.
Varios contratistas utilizan la instalación tipo (S) ya que es excelente en aspectos técnicos y económicos.	Alta probabilidad de exceder la deformación permitida en el área sobre doblada.
La velocidad de tendido es alta, incluso con diámetros de tubería grandes, esta velocidad estar alrededor de los [2 a 6 km/día].	

### **Tipo instalación en forma de (J)**

Este tipo de instalación se caracteriza porque la tubería sale del barco en una posición vertical y tiene una forma de J, es utilizado para aguas profundas superiores a los 500 [ft] (153 [m] aproximadamente). Además, esta configuración reduce el requisito de curvatura en el sobrevolado, por ende, requiere un aguijón corto para soportar la carga de tramo de tendido (Guo & Otros, 2014).

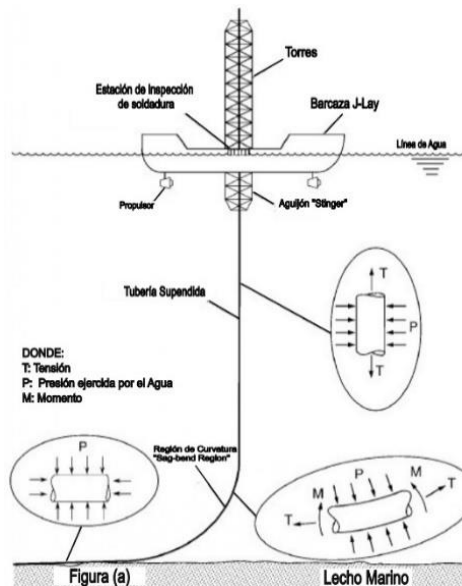
Por otra parte, tiene una longitud suspendida más corta que en la instalación tipo (S) reduciendo los requisitos de potencia del propulsor (Stelios & Corona, 2007). Sin embargo, para su instalación en vertical, es necesario de una estación de soldadura y ensayos no destructivos, convirtiéndolo en un método con limitaciones.

Para solventar estas limitaciones se fabrican tramos de tuberías más largos con la finalidad de incrementar la eficiencia de la operación. Por lo cual, en tierra se suelda de cuatro a

seis tramos de 12 [m], pasando por procesos de soldadura, inspección y recubriendo, convirtiéndolo en un método de producción lenta (Stelios & Corona, 2007).

De igual forma en este tipo de instalación se presenta diferentes fuerzas que actúan sobre la tubería las cuales son: Tensión ( $T$ ), Momento ( $M$ ) y Presión ( $P$ ), como se indica en la Figura 1.9. Estas fuerzas están presentes en los diferentes tramos del “riser” tipo (J), entre los cuales destacan: Tubería vertical suspendido “suspended riser”, curvatura del riser “Sag-bend” y punto de contacto con el lecho marino “touchdown point” como se puede ver en la Figura 1.10.

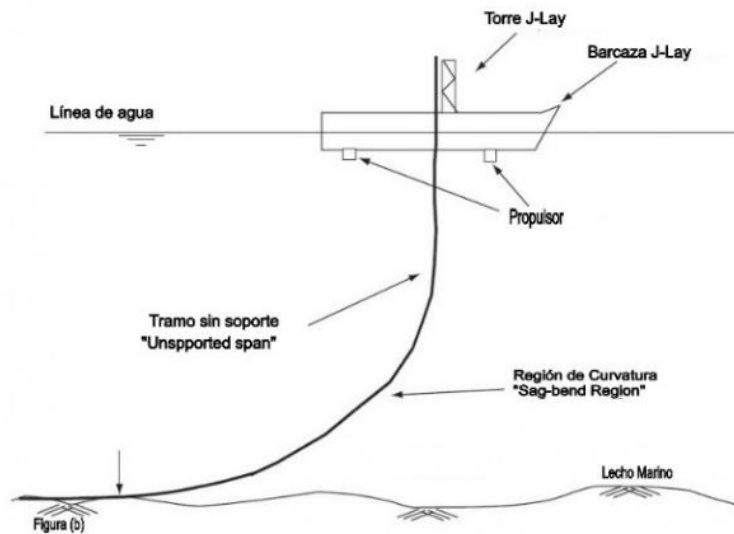
La instalación tipo (J), está diseñado para soportar condiciones de carga como se ilustra en la Figura 1.10, donde se puede notar que la tubería está expuesta a una tensión alta con una presión relativamente pequeña en el área de la superficie.



**Figura 1.10.** Fuerzas presentes en los diferentes tramos de la instalación tipo (J).

Modificado (Stelios & Corona, 2007).

Debido a la alta tensión a la que está sometido el sistema, es necesario instalar propulsores con la finalidad de evitar un pandeo de propagación como se indica en la Figura 1.11 (Stelios & Corona, 2007).



**Figura 1.11.** Esquema de la embarcación de la instalación tipo (J).

Modificado (Stelios & Corona, 2007).

A continuación, se presenta un cuadro de ventajas y desventajas de la instalación tipo (J) (Guo & Otros, 2014).

<b>Ventajas y Desventajas de la instalación tipo (J) (Guo &amp; Otros, 2014)</b>	
<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
La tensión requerida va a disminuir a medida que la tubería sale de la posición vertical.	No permite más de una estación de soldadura y ensayos no destructivos, por ende, el proceso de soldadura es lento.
No requiere agujijones.	Problemas de estabilidad ya que se debe tomar en cuenta el efecto del peso y la altura de la torre.
Menos vulnerable a las condiciones climáticas, debido a que tiene una menor área de contacto con las olas.	Tipo de instalación no adecuado para aguas poco profundas, ya que la curva de la tubería será muy pronunciada y dañaría la tubería.
Cambio rápido y seguro.	La instalación tipo (J) en aguas profundas y muy profundas requiere barcazas con capacidades de posicionamiento dinámico.

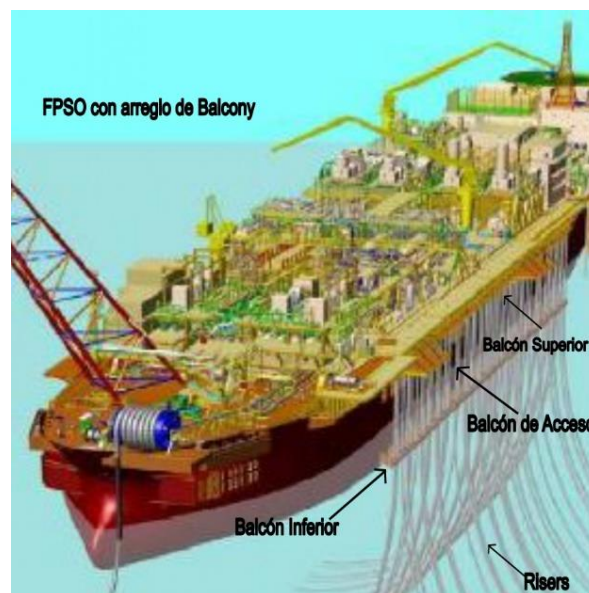
De igual manera para el presente trabajo escrito, se va a hacer énfasis en la instalación de “riser” tipo (J), para el análisis de tensiones e historial de esfuerzos.

### 1.4.3 Arreglo para la unidad de producción flotante, almacenamiento y descarga (FPSO)

Una vez establecido el tipo de “riser” y el tipo de instalación que se va a utilizar para el presente trabajo se procede a identificar el arreglo para el FPSO, entre el más destacado se encuentra el arreglo “Balcony Riser”.

#### Arreglo “Balcony Riser”

El arreglo de balcón “Balcony” se caracteriza porque los “risers” se encuentran suspendidos al costado del FPSO (Mentes & Mollaahmeroglu, 2019). El “balcony riser” normalmente incluye un balcón inferior “balcony lower”, balcón superior “balcony above” y balcón de acceso “balcony Access” y se extiende por la parte principal de la eslora de la embarcación, como se puede observar en la Figura 1.12 (Askestad & Otros, 2019).



**Figura 1.12.** Arreglo “Balcony Riser”.

Modificada (Mentes & Mollaahmeroglu, 2019).

En aguas profundas con varios “risers” suspendidos desde el balcón, da como resultado altas cargas en el costado del casco de la embarcación, una alternativa para esta problemática es la implementación de los “balcony riser” ya que son capaces de soportar las grandes cargas que se generan (Askestad & Otros, 2019).

El FPSO está sujeto a movimientos del mar y el movimiento del golpe de las olas en el costado del casco, introduciendo una gran carga en los “risers” suspendidos, lo que reduce su vida útil (Askestad & Otros, 2019).



Al momento de suspender los “riser” al costado de la embarcación se genera aspectos negativos relacionados con la fatiga y la vida útil del “riser”, debido a que los “risers” se encuentran alejadas del centro de la embarcación, dando como resultado un brazo de palanca que aumenta los movimientos de la embarcación (Askestad & Otros, 2019).

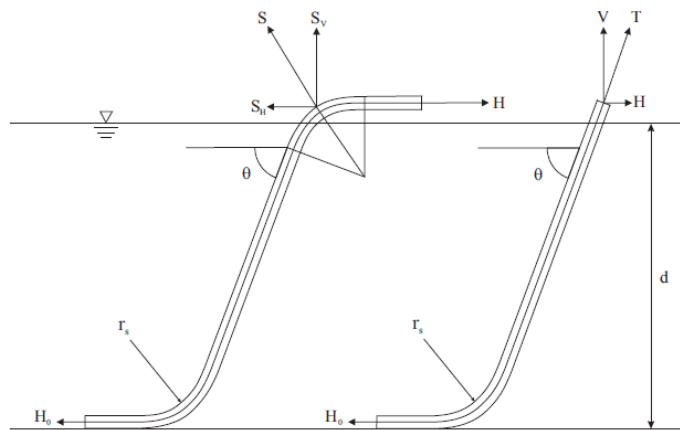
Los “riser” que se van a estar suspendidos desde la parte lateral de la embarcación, deben realizarlo por encima de la superficie del mar para mantener el espacio del aire en todos los estados de mar. Por ende, las estructuras “balcony” se vuelven muy pesada ya que tiene un voladizo largo que se encuentra expuesto a fuerzas estáticas, dinámicas y cargas submarinas (Askestad & Otros, 2019).

#### **1.4.4 Tensión y Esfuerzos en “Risers” Submarinos**

A medida que se va desarrollando el estudio de los “risers” y sus configuraciones, se ha constatado diferentes tensiones superficiales y esfuerzos en la parte de sujeción del “riser” al momento de realizar su instalación. Por lo cual, es necesario empezar el análisis estático y dinámico para poder describir el comportamiento de estas tensiones y esfuerzos en dicho punto (Herdiyanti, 2013).

Para el cálculo de la tensión en el punto de sujeción del “riser” para los diferentes tipos de instalación ya mencionados previamente es necesario detectar ciertas variables, las cuales van a estar relacionadas con la profundidad ( $d$ ), el radio de curvatura ( $r_s$ ), el peso sumergido ( $w$ ), el diámetro ( $D$ ), el ángulo de desprendimiento ( $\theta$ ), entre otras variables como se puede apreciar en la Figura 1.13 (Herdiyanti, 2013).

Para la instalación tipo (S), la tensión superior es mayor que en el caso del tipo (J), el área más crítica en la instalación tipo (J) se presenta en la región de curvatura “Sag bend” mientras que en la instalación tipo (S) el área crítica se encuentra en la sobre-curvatura como se puede apreciar en las Figuras 1.8 y 1.10 respectivamente. Considerando dos tuberías con las mismas propiedades y los mismos ángulos de desprendimiento se puede partir del equilibrio estático como se indica en la Figura 1.13. (Herdiyanti, 2013)



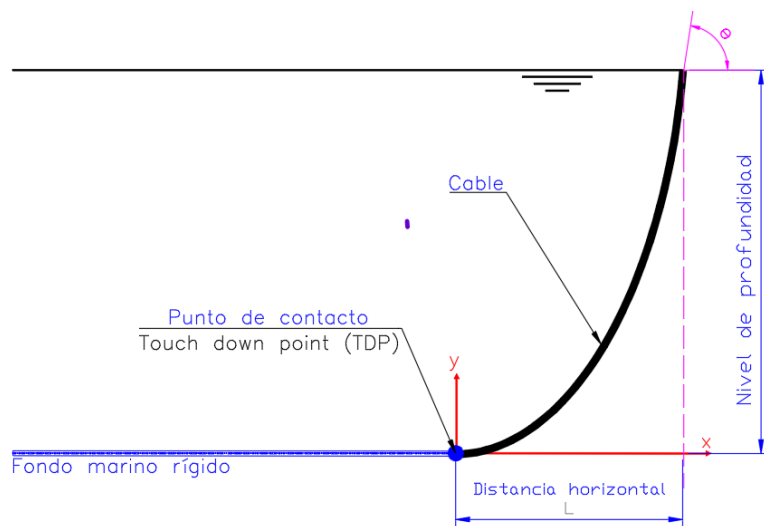
**Figura 1.13.** Tensión en el tipo de instalación tipo (S) y tipo (J).

(Herdiyanti, 2013)

Para este caso de estudio se va a considerar la instalación tipo (J), por lo cual es necesario partir de un análisis estático. El cual contiene diferentes métodos de aproximación, entre los cuales destaca el método de aproximación a cable y el método de aproximación Viga-Cable para posteriormente obtener una ecuación de tensión.

### Método de Aproximación por Cable (MAC)

Se caracteriza por ser un método que describe a la tubería como un cable, despreciando la rigidez a flexión y tomando en cuenta que el fondo marino es rígido como se ilustra en la Figura 1.14 (González, 2023).



**Figura 1.14.** Aproximación por Cable de la configuración en forma de (J).

(González, 2023).

Este modelo parte de la ecuación de la catenaria que se describe a continuación en la Ecuación 1.1:

$$y''(x) = \frac{p}{H} \cdot \sqrt{1 + [y'(x)]^2}$$

**Ecuación 1.1.** Ecuación Diferencial Ordinaria (EDO) de la Catenaria (Método aproximación por cable)

Donde:

$y(x)$ : Forma de la catenaria en el sistema coordenado  $(x, y)$ .

$p$ : Carga vertical por unidad de longitud.

$H$ : Componente horizontal de la tensión.

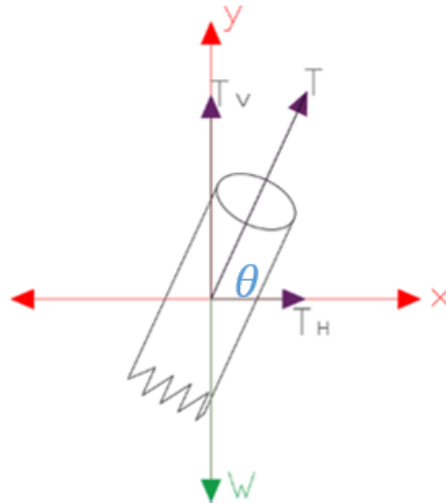
Para resolver la EDO se establece condiciones de frontera, obteniendo como resultado una solución específica del método de aproximación por cable como se establece en la Ecuación 1.2 (González, 2023).

$$y(x) = \frac{H}{p} [\cosh(x) - 1], \quad 0 \leq x \leq L$$

**Ecuación 1.2.** Solución Especifica de la Catenaria (Método aproximación por cable).

### **Cálculo de la Tensión en el punto superior de sujeción del “Riser” (MAC) - Caso Estático**

La ecuación describe la tensión en función de toda su longitud, incluso en los puntos críticos, como es el punto de contacto donde se encuentran la única componente horizontal y el punto de sujeción que tiene componentes horizontales y verticales como se muestra en la Figura 1.15.



**Figura 1.15.** DCL Punto de Sujeción – Caso Estático en la instalación tipo (J).

Modificado (González, 2023)

La ecuación con la que se puede calcular la tensión es:

$$T(x) = \frac{p}{\delta} \cdot \cosh(\delta x) \quad 0 \leq x \leq L$$

**Ecuación 1.3.** Ecuación que describe la Tensión (Método aproximación por cable)

Donde:

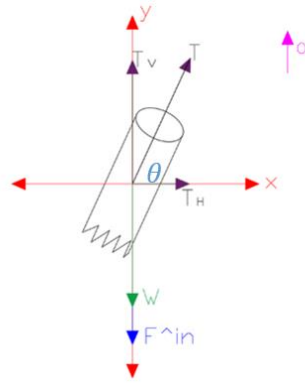
$$\delta = p/H$$

*p*: Carga vertical por unidad de longitud.

*H*: Componente horizontal de la tensión.

### **Cálculo de Tensión en el punto superior de sujeción del “riser” - Caso Dinámico**

Para el caso dinámico del punto superior de sujeción del “riser” es necesario realizar un DCL donde se relaciona la tensión dinámica ( $T_{dinámica\ sujeción}$ ), aceleración ( $a$ ), el peso sumergido ( $w$ ), las fuerzas inerciales ( $F_{inercia}$ ) y el ángulo de desprendimiento ( $\theta$ ) tal como se indica en la Figura 1.16.



**Figura 1.16.** DCL del punto de Sujeción del “riser” – Caso Dinámico en la instalación tipo (J) (Gonzáles, 2023).

Aplicando sumatoria de fuerzas se obtiene la tensión en el punto superior de sujeción del “riser”.

$$\sum F = m * a_z$$

$$F_{inerciales} = m * a_z$$

$$\sum F_y = 0$$

$$T_{dinámica\ sujeción} = F_{inerciales} + W$$

$$T_{dinámica\ sujeción} = \frac{m}{\sin \theta} * a_z + \frac{W}{\sin \theta}$$

**Ecuación 1.4.** Tensión en el punto de sujeción del “riser” - Caso Dinámico en la instalación tipo (J) (Gonzáles, 2023).

### Cálculo de Esfuerzos en el punto superior de sujeción del “riser”

Para el cálculo de esfuerzos en el punto superior de sujeción del “riser”, se relaciona la tensión dinámica calculada ( $T_{dinámica\ sujeción}$ ) con su área transversal ( $A_{transversal}$ ) y aplicando la ecuación 1.5 se obtiene:

$$\sigma = \frac{T_{dinámica\ sujeción}}{A_{transversal}}$$

$$\sigma = \frac{\left( \frac{m}{\sin \theta} * a_z + \frac{W}{\sin \theta} \right)}{\frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2)}$$

**Ecuación 1.5.** Esfuerzo en el punto de sujeción del “riser”.

### **1.4.5 Trabajo a Fatiga de los “Risers” Submarinos**

A medida que el estudio de los “risers” va progresando, se obtiene un tipo de “riser”, un tipo de instalación, un arreglo y las ecuaciones para calcular las tensiones y esfuerzos. Ahora el trabajo se direcciona hacia el estudio de fatiga de los “risers” ya que se encuentran operando en áreas con corrientes marítimas fuertes y posiblemente generando fatiga en los “riser” que podrían llevar a posibles fallas o una ruptura (López & Otros, 2019).

#### **Fatiga del “Riser”**

La fatiga de los “risers” empieza por una flexión que se da porque la línea auxiliar exterior se estira mientras que la línea interior se comprime, generando diferentes niveles de tensión en las líneas auxiliares en proporción a la curvatura media del “riser”, produciendo efectos locales de flexión en las bridas donde las uniones se encuentran bajo cargas sinusoidal (López & Otros, 2019).

Los “risers” están sometidos a cargas cíclicas generadas por el oleaje y varios elementos no se encuentran diseñados a fatiga generando un problema a futuro relacionado con su vida útil. Existe varias mejoras que se han implementado como el uso de la soldadura de clase C, dando como resultado una mayor resistencia a la fatiga de los elementos. Pero para extender la vida útil de los “riser” es necesario reducir los factores de tensión que se producen en el ducto (López & Otros, 2019).

### **1.4.6 Curva S-N**

La curva S-N de un material relaciona el rango esfuerzos ( $\Delta\sigma_{operación}$ ) con el número de ciclos (N) en los que está trabajando el material antes que entre en su fase de ruptura, se caracteriza porque el rango del esfuerzo es fijo. Para relacionar los daños por fatiga y la curva S-N del material se debe tomar en cuenta que la fatiga es de naturaleza estadística debido a las diversas variables involucradas como incertidumbre del material, esfuerzos locales, esfuerzos residuales, variación del ciclo entre otros factores (Bravo, 2009).

#### **Curva S-N del Acero API 5L X65**

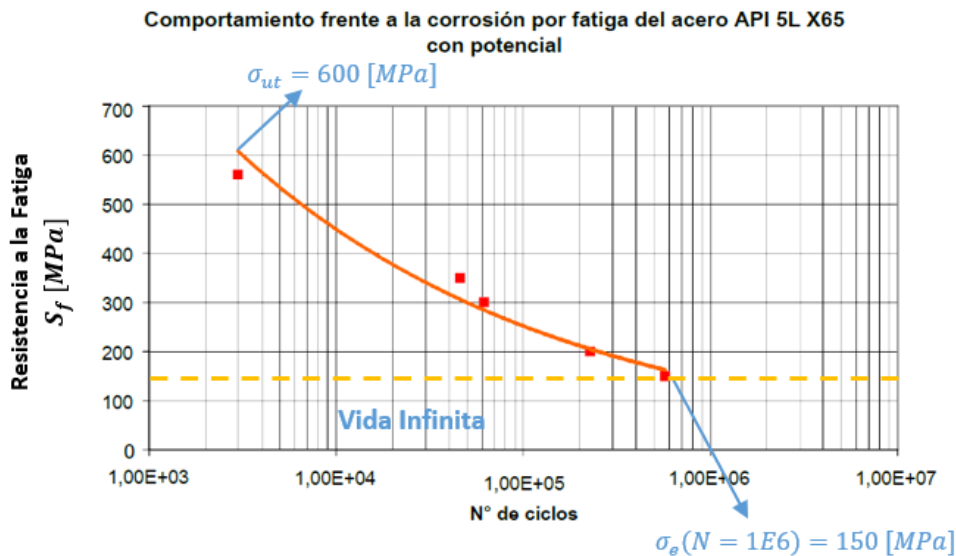
El acero API 5L X65 es utilizado ampliamente en tuberías para conducción de hidrocarburos en plataformas marinas con propiedades mecánicas que se detallan en la Tabla 1.1 (Pfungstag, 2004).

**Tabla 1.1.** Propiedades mecánicas del material API 5L X65 (Pfungstag, 2004).

Acero	Límite Elástico ( $\sigma_y$ ) [MPa]	Esfuerzo Ultimo ( $\sigma_{ut}$ ) [MPa]	Alargamiento a la fractura (%)
<b>API 5L X65</b>	521.7	623.8	16

Para estimar la curva S-N del acero API 5L X65, se fabricó probetas acordes a la norma ASTM E466-96, en donde la probeta fue sometido a ensayos de fatiga a tensión. La probeta de este tipo de acero fue sometida a agua de mar sintética con potencial catódico (-1100 mV, Protección catódica), donde se obtiene la curva S-N para este material bajo la condición inducida, como se observa en la Figura 1.17 (Pfungstag, 2004).

Además, se observa en la Figura 1.17 que el límite del esfuerzo a la fatiga es de: ( $\sigma_e = 150$  [MPa]) con un numero de ciclos de ( $N = 1 * 10^6$  ciclos) aproximadamente. Si el rango de esfuerzos se encuentra por debajo de este límite de esfuerzo de fatiga ya mencionado el material nunca va a fallar a fatiga.



**Figura 1.17.** Curva S-N del acero API 5L X65 en condiciones de agua de mar sintético con protección catódica (-110mV). Modificada (Pfungstag, 2004).

#### 1.4.7 Método Rainflow Counting (RFC)

El método RFC es un recuento de ciclos y ampliamente utilizada para el análisis de fatiga y tensión, el método se desarrolló a mediados de 1960 por el Dr. W. J. Watson de la universidad de Surrey en Reino Unido (Matsuishi, 1968).

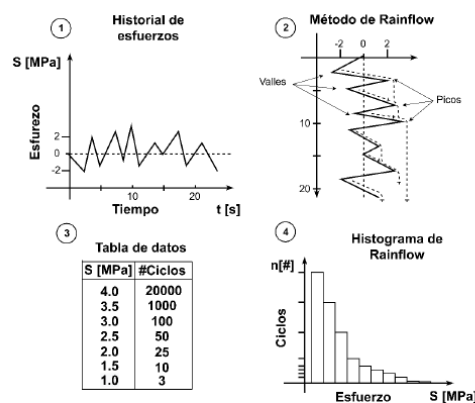
En comparación con otros métodos de recuento de ciclos, el método RFC se caracteriza por poder realizar el proceso de recuento de ciclos y fatiga sin la necesidad de conocer la curva de carga completa, volviéndolo en un método ideal en tiempo real, que posteriormente se realiza un ajuste después de obtener el total de los datos (Stringini, 2021).

El método RFC o conteo de flujo de lluvia, se basa en contar los ciclos de vida de los puntos máximos (picos) y mínimos (valles) de las cargas repetitivas, con la finalidad de establecer una amplitud y frecuencia de las cargas repetitivas para posteriormente estimar la resistencia a la fatiga y la vida útil de la estructura.

Identificación de rango:

- Rotar el historial de esfuerzo.
- El flujo de lluvia inicia en un pico o en un valle.
- Si el flujo inicia en valle, el flujo se detiene si el valle opuesto es más negativo en comparación al que se inició.
- Si el flujo inicio en un pico, el flujo se detiene cuando entre a un pico más positivo en comparación al que se inició.
- Si el flujo intercepta un flujo anterior se detiene.

La aplicación del método RFC empieza con el historial de esfuerzos de la estructura, en el cual se va a identificar los picos y valles, con la finalidad de obtener una tabla de datos de esfuerzos y número de ciclos, los cuales dan como resultado de un histograma con los diferentes esfuerzos, como se puede observar en la Figura 1.18 (Ribadeneira & Otros, 2022).



**Figura 1.18.** Método “Rain Flow Counting” (RFC) (Ribadeneira & Otros, 2022).



### 1.4.8 Daño Por Fatiga

El daño acumulado por fatiga se calcula mediante la regla de “Palmgren-Miner” ya que relaciona la sumatoria de ciclos de carga para un determinado rango de esfuerzo con los ciclos de carga que resiste el material (Budynas & Nisbett, 2008).

Esta regla también conocida como regla no lineal, no depende de ningún estudio estadístico, dando como resultado una aplicación amplia en el campo laboral, colocándose en un lugar fijo en las normas de diseño a fatiga. (Budynas & Nisbett, 2008).

$$D = \sum_{k=1}^n \frac{n_k}{N_{fk}}$$

**Ecuación 1.6.** Regla de Palmgren Miner (Budynas & Nisbett, 2008).

Donde

*D*: Es la suma del daño por fatiga.

*n<sub>k</sub>*: Representa los ciclos de carga para un determinado rango de esfuerzos.

(Recurrir al histograma método (RFC))

*N<sub>fk</sub>*: Representa los ciclos de carga que resiste el material obtenido de la curva *S – N* para un rango de esfuerzo.

Si el daño acumulado por fatiga es ( $D \leq 0.7$ ) no existe daño a fatiga, por otro lado, si el daño por fatiga es ( $D = 1$ ) se origina la falla y finalmente si ( $D > 2.2$ ) existe una falla total del material (Budynas & Nisbett, 2008).

### 1.4.9 Herramientas computacionales

Para el análisis del conteo de lluvias “RainFlow Counting” y posteriormente la evaluación de la estructura a fatiga se va a utilizar la herramienta de algoritmos ya existentes como “Rainflow for Matlab” desarrollado por Niesony, la cual incluye scripts y rutinas que son necesarias para determinar la vida a fatiga de la estructura (Ribadeneira & Otros, 2022).

## 2 METODOLOGÍA

En el presente capítulo se va a determinar las diferentes etapas para calcular el daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” con configuración en (J) suspendido desde el balcón del FPSO. Dichas etapas van a estar relacionadas con los diferentes componentes que abarca el tema principal de este trabajo.

Para empezar con el desarrollo de la metodología, es necesario relacionar las aceleraciones en función del tiempo obtenidas de la simulación de “ANSYS-AQWA en el trabajo de (Pazmiño, 2023), como se puede ver en el paso 1 de la Figura 2.1. Estas aceleraciones se utilizarán para calcular la tensión y el historial esfuerzo en función del tiempo con las ecuaciones 1.4 y 1.5 respectivamente.

Una vez calculado el historial de esfuerzos en función del tiempo como se puede ver en el paso 2, se aplica el método (RFC) con la finalidad de obtener un histograma que relaciona los ciclos contables y el rango de esfuerzos como se puede ver en el paso 3 de la Figura 2.1.

En el paso 4, se calcula el daño acumulado por fatiga, aplicando la ecuación 1.6 donde se relaciona los ciclos contables del histograma del paso 3, con los ciclos de carga del acero API 5L X65 los cuales se obtienen de su curva de (S-N).

Se realiza el paso 4 para cada altura de ola ( $H_s$ ) y período ( $T_p$ ), los resultados se tabulan como se puede ver en el paso 5 de la Figura 2.1. Una vez tabulado los datos de cada estado de mar donde exista el daño por fatiga se le multiplica los datos de probabilidad de repetición del “Scatter Diagram”.

Finalmente, se calcula el daño total para un tiempo de análisis de 20 años ( $T_T$ ), cabe recalcar que el tiempo de simulación ( $T_s$ ) es de 3 horas y aplicando la ecuación 2.1 se determina daño total como se puede ver en el paso 7 de la Figura 2.1

$$D_T = \frac{D_s * T_t}{T_s}$$

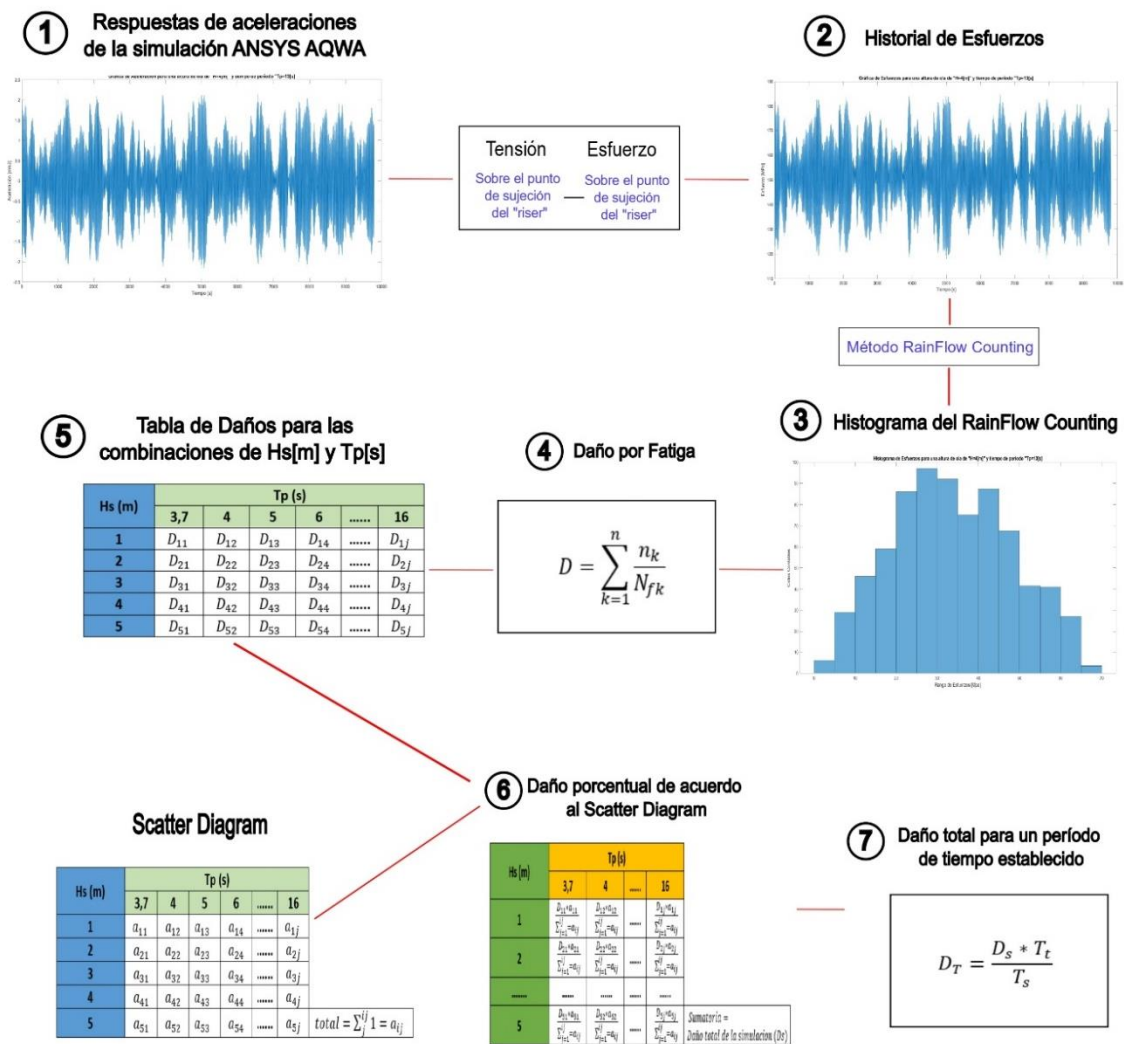
**Ecuación 2.1.** Daño total para un período de tiempo establecido.

Donde

$D_T$  = Daño total para un período de tiempo establecido.

$T_T$  = Tiempo total

$T_s$  = Tiempo de Simulación



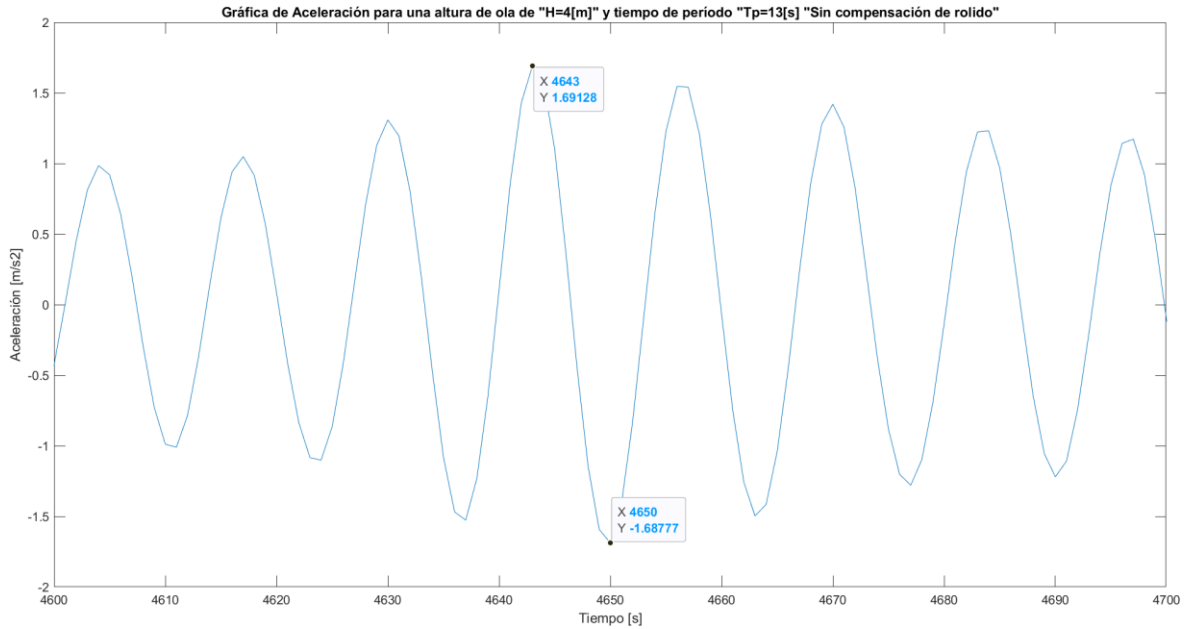
**Figura 2.1.** Diagrama de flujo para determinar el daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” en forma de (J) suspendida desde el balcón

La metodología planteada en la Figura 2.1 es la que se implementara para el cálculo de daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” en forma de (J) suspendido desde el balcón del FPSO con y sin un sistema de compensación de rolido. A continuación, se detalla un ejemplo para cada punto de la metodología.

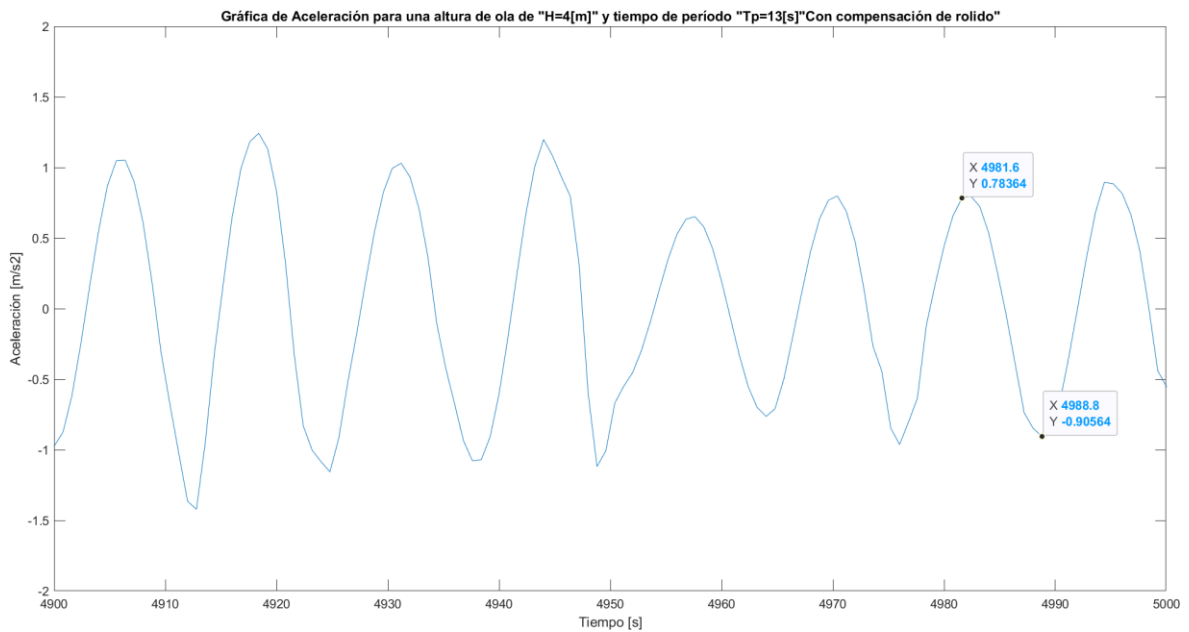
## 2.1 Aceleraciones en el punto de sujeción del “riser” simuladas en AQWA

Para empezar con la metodología planteado en la Figura 2.1 es necesario conocer de donde se obtuvieron las aceleraciones en el punto de sujeción del “riser”. Estas aceleraciones se obtuvieron de la simulación en ANSYS-AQWA que se desarrolló en el trabajo de Pazmiño (2023) para cada estado de mar.

Las aceleraciones en el punto de sujeción del “riser” se encuentran en función del tiempo, con y sin un sistema de compensación de rolido para el FPSO como se puede apreciar en la Figura 2.2 y 2.3 respectivamente.



**Figura 2.2.** Aceleración en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).



**Figura 2.3.** Aceleración en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).

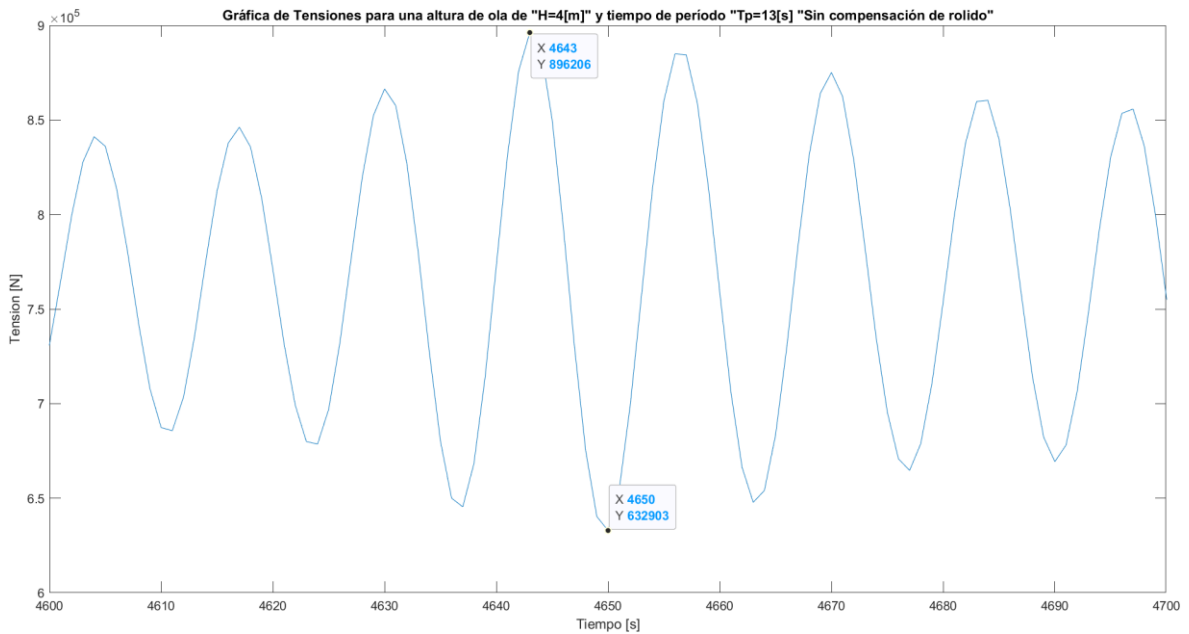
### 2.1.1 Tensión en el punto de sujeción del “riser” en función del tiempo

Para calcular la tensión dinámica en el punto de sujeción del “riser” se utiliza la ecuación 1.4 descrita en la sección 1.4.4 donde relaciona la masa del “riser” ( $m$ ), el peso sumergido ( $w$ ) y ángulo de desprendimiento ( $\theta$ ), estos datos se encuentran en la Tabla 2.1.

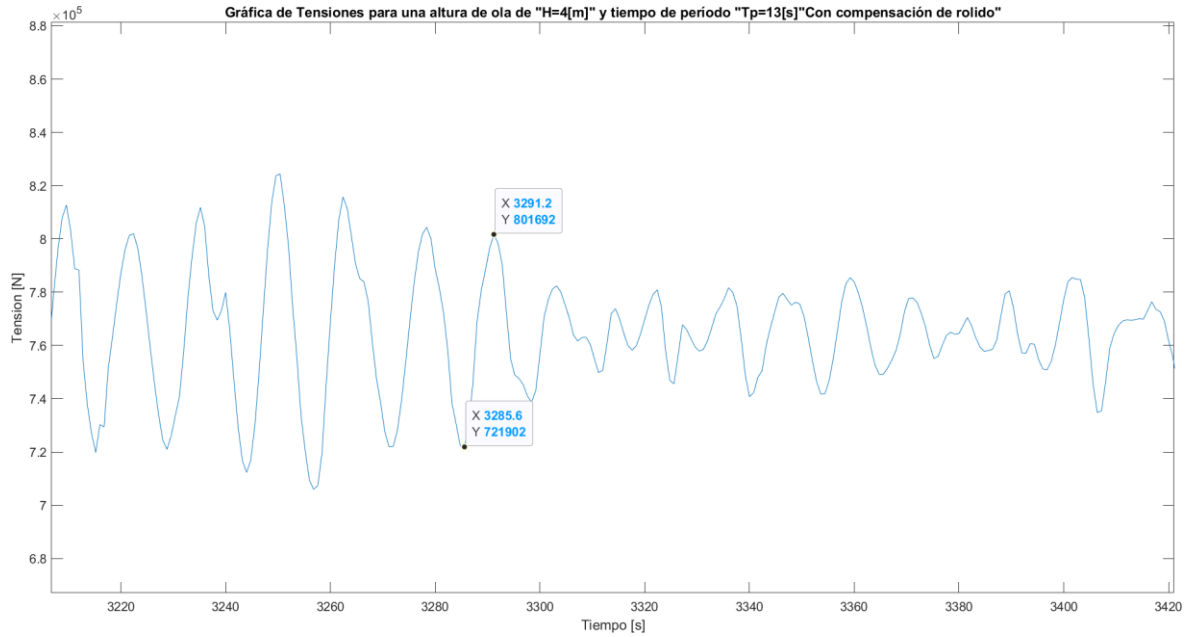
**Tabla 2.1.** Datos para el cálculo de tensiones en el punto de sujeción del “riser”.

Variable	Símbolo	Magnitud	Unidad
Longitud del “Riser”	$L$	162	[ $m$ ]
Masa del “Riser”	$m$	74.015,3092	[ $kg$ ]
Peso del “Riser”	$w$	726.090,183	[ $N$ ]
Angulo de desprendimiento	$\theta$	79.3	[ $^{\circ}$ ]

La tensión dinámica en el punto de sujeción del “riser” se encuentran en función del tiempo, para un FPSO con y sin un sistema compensador de roldo, como se puede observar en la Figura 2.4 y 2.5.



**Figura 2.4.** Tensión en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de roldo” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).



**Figura 2.5.** Tensión en el punto superior de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).

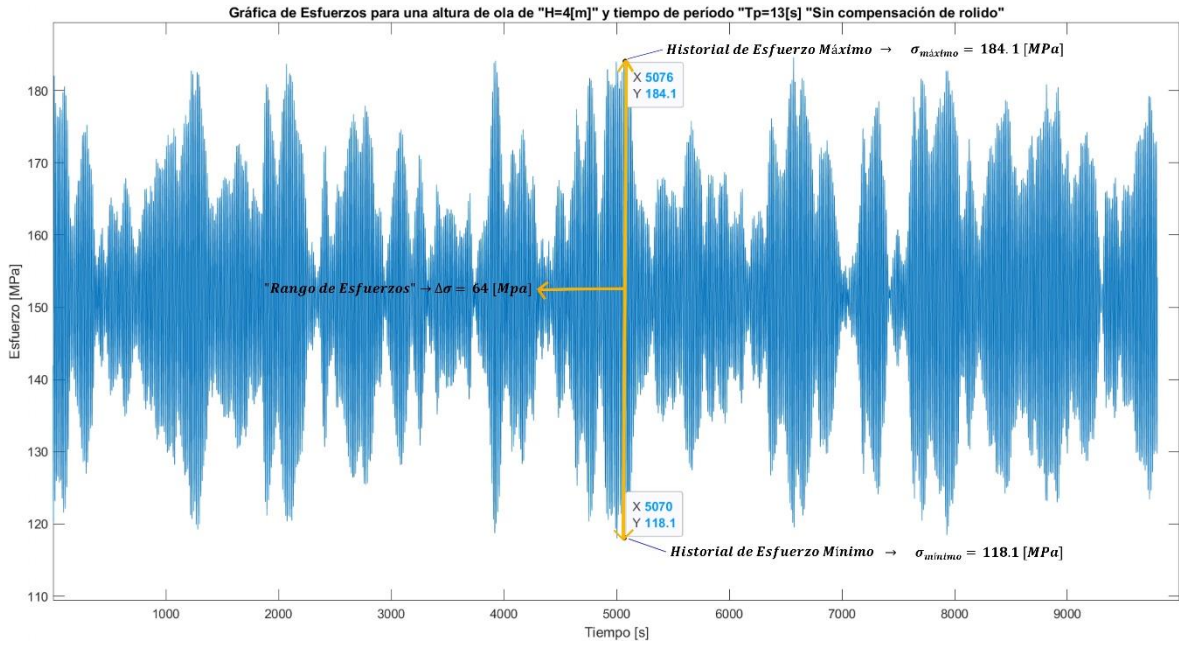
## 2.2 Historial de Esfuerzos del punto de sujeción del “riser”

Una vez calculado las tensiones dinámicas, se inicia con el cálculo del historial de esfuerzos en función del tiempo, para ello se aplica la ecuación 1.5 descrita en la sección 1.4.4. La cual relaciona el diámetro externo ( $\phi_{ext}$ ), diámetro interno ( $\phi_{int}$ ) y espesor ( $e$ ) del “riser”, estos datos se encuentran disponibles en la Tabla 2.2.

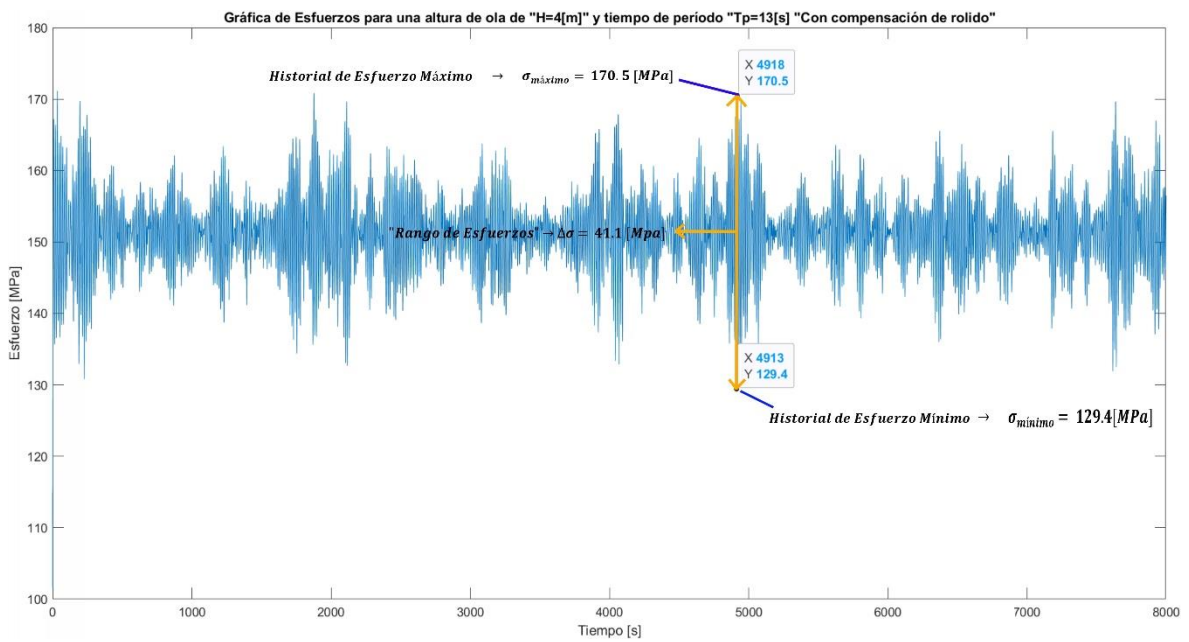
**Tabla 2.2.** Datos para el cálculo de esfuerzos en el punto de sujeción del “riser”.

Variable	Símbolo	Magnitud	Unidad
Diámetro Externo	$\phi_{ext}$	0.1925	[m]
Espesor	$e$	0.0175	[m]
Diámetro Interno	$\phi_{int}$	0.175	[m]
Área Transversal en el punto de sujeción superior.	$A$	0.005051	[m <sup>2</sup> ]

El historial de esfuerzos en el punto de sujeción del “riser” se encuentran en función del tiempo, con y sin un sistema compensador de rolido como se puede apreciar en la Figura 2.6 y 2.7.



**Figura 2.6.** Esfuerzo en el punto de sujeción del “riser” “Sin Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).

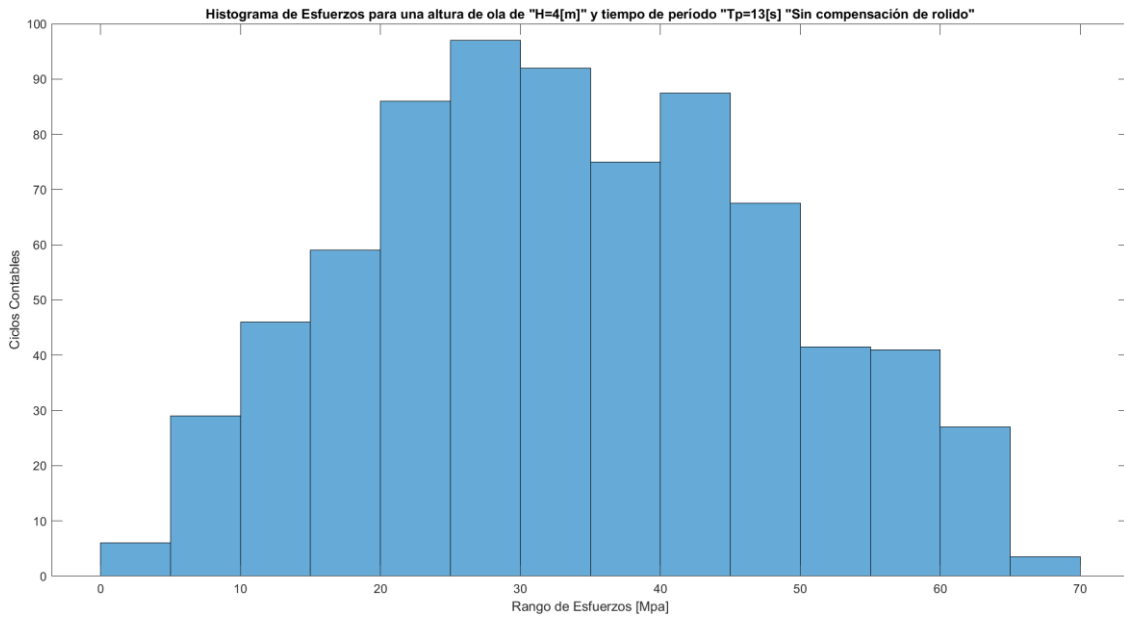


**Figura 2.7.** Esfuerzo en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).

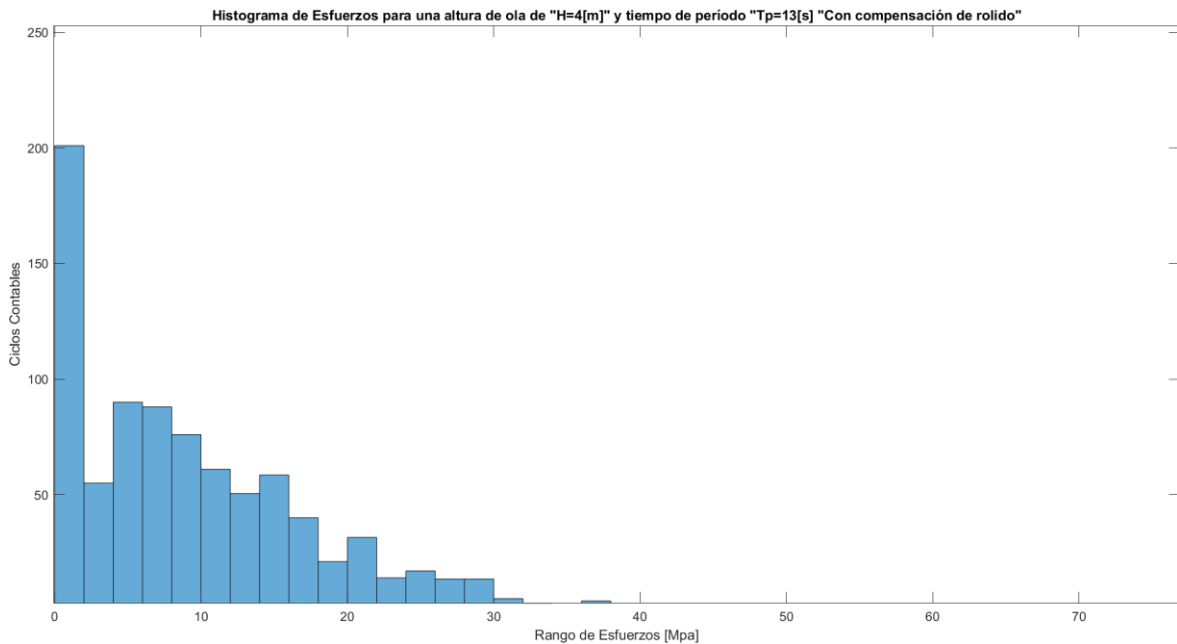
### 2.3 Método “RainFlow Counting” (RFC)

Para empezar con la aplicación del método (RFC) es necesario identificar los picos y valles del historial de esfuerzos, como se menciona en la sección en la sección 1.4.7 y aplicando la herramienta computacional de “Rainflow for Matlab” se obtiene un histograma donde se relaciona los ciclos contables en función de los rangos de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ).

La Figura 2.8 y 2.9 representan los histogramas con y sin un sistema de compensación de rolido, para el punto de sujeción del “riser”



**Figura 2.8.** Histograma en el punto de sujeción del “riser” “Sin compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).



**Figura 2.9.** Histograma en el punto de sujeción del “riser” “Compensación de rolido” para una altura de ola de ( $H_s = 4[m]$  y  $T_p = 13 [s]$ ).

## 2.4 Cálculo del daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” para un tiempo determinado

Una vez establecido el histograma de ciclos contables en función del rango de esfuerzos del punto de sujeción del “riser” como se puede ver en la sección 2.3, se inicia con el cálculo



del daño por fatiga aplicando la regla de Palmgren Miner descrita en la ecuación 1.6 en la sección 1.4.8.

La regla de Miner relaciona los ciclos contables del histograma de la sección 2.3 con los ciclos de carga del material API 5LX65. Por tal motivo, es necesario la curva (S-N) del material ya mencionado, la cual se encuentra en la sección 1.4.6 (Figura 1.17), donde se puede verificar que este material tiene un límite a la fatiga de:  $\sigma_e = 150 [MPa]$ .

Cabe recalcar, que en todos los estados de mar no va a existir daño por fatiga, para ello es necesario verificar que el rango de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) de cada estado de mar, se encuentre por encima del límite a la fatiga del material ( $\sigma_e$ ) para poder calcular el daño por fatiga.

## 2.5 Daño total en el punto superior de sujeción de “riser”

Una vez establecido en que combinaciones de la altura de ola ( $H_s$ ) y períodos ( $T_p$ ) ocurre el daño por fatiga, se tabula estos resultados. Los resultados se multiplican con los datos de repetición probabilística del océano Atlántico “Scatter Diagram” de la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3.** “Scatter Diagram” del Océano Atlántico (Vazquez & Lemu, 2016)

Hs (m)	Scatter Diagram del Océano Atlántico													
	Tp (s)													
	3,7	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	*	*	*	18,30	25,29	29,24	19,33	8,26	2,55	0,62	0,13	0,02	0	0
2	*	*	*	39,32	71,42	113,30	103,10	60,14	24,83	7,83	2,01	0,44	0,09	0,02
3	*	*	*	35,06	89,62	192,96	228,91	169,30	86,22	32,77	9,92	2,52	0,56	0,11
4	*	*	*	19,90	71,46	203,24	305,32	278,27	170,27	75,56	26,54	7,63	1,90	0,42
5	*	*	*	8,78	43,44	171,38	294,26	322,52	232,45	119,46	47,52	15,28	4,19	1,00

Finalmente, para el cálculo del daño por fatiga total dentro de un período, se aplica la ecuación 2.1, con un tiempo de simulación ( $T_S = 3h$ ), tiempo total de análisis de ( $T_T = 20$  años) y el daño total de la simulación ( $D_S$ ), este dato sale del daño porcentual en base al “Scatter Diagram”.

### 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

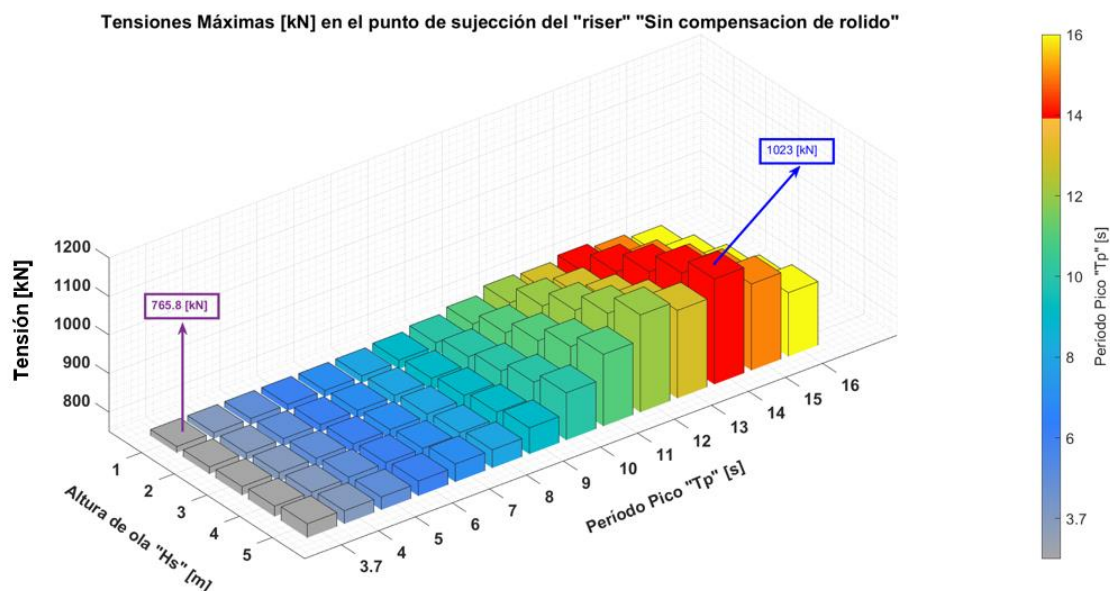
En este capítulo, se detalla los resultados de la aplicación de la metodología para las tensiones, historial de esfuerzos, rangos de esfuerzos y daño por fatiga. Para el punto de sujeción del “riser”, con y sin un sistema de compensación de rolido en el FPSO.

#### 3.1 Resultados cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido

Las tensiones dinámicas, esfuerzos, rango de esfuerzos y daño por fatiga en el punto superior de sujeción del “riser” se calcularon para cada altura de ola dentro del rango de 1 metro a 5 metros y del período pico dentro de 3.7 segundos a 16 segundos. Cuando el FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.

##### 3.1.1 Tensiones dinámicas máximas en el punto de sujeción del “riser”

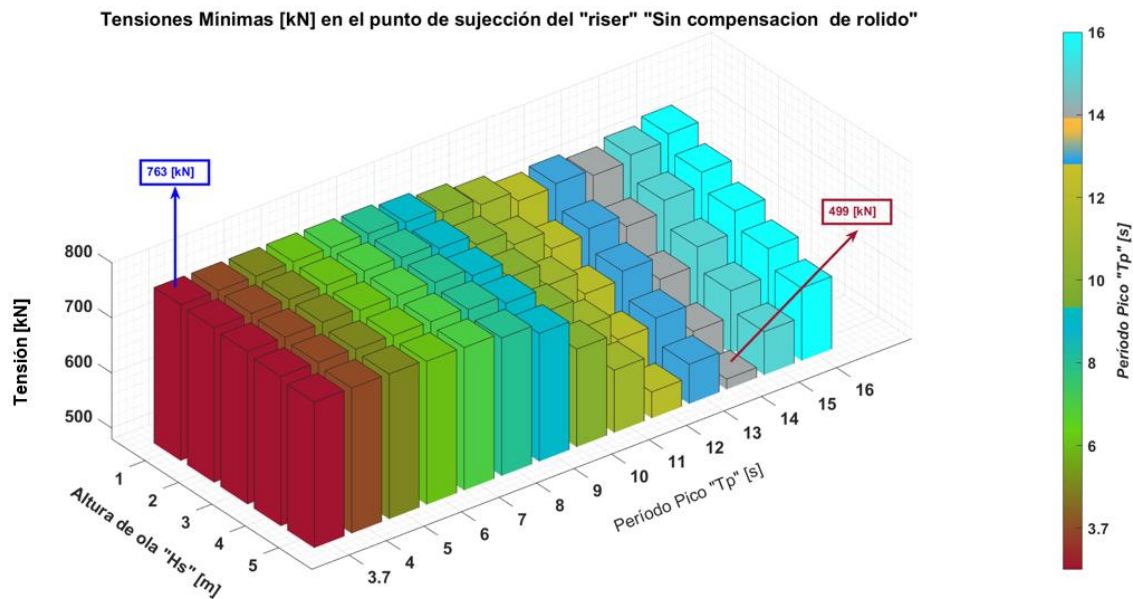
Para los diferentes estados de mar, las tensiones dinámicas máximas en el punto superior de sujeción del “riser” se encuentra en el rango de  $(766 [kN] \leq T_{dinámáx} \leq 1023[kN])$ . Para el caso más crítico cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos, se tiene la tensión dinámica máxima es de 1023 [kN] como se puede observar en la Figura 3.1.



**Figura 3.1.** Tensiones dinámicas máximas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.

### 3.1.2 Tensiones dinámicas mínimas en el punto de sujeción del “riser”

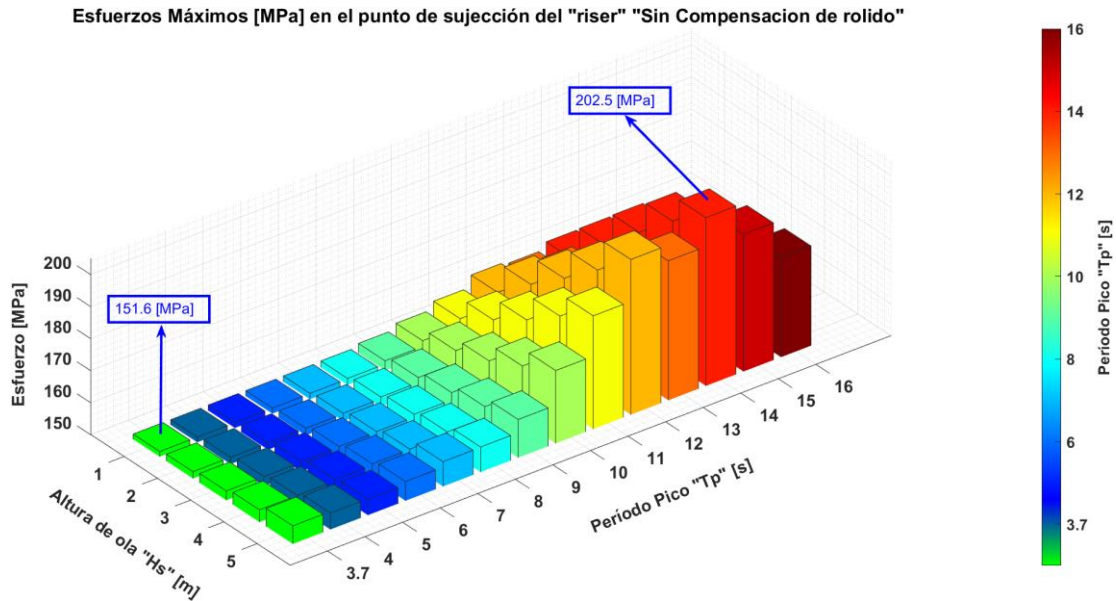
Para los diferentes estados de mar las tensiones dinámicas se encuentran en un rango ( $499 [kN] \leq T_{dinámico} \leq 763 [kN]$ ), para el caso más crítico cuando existe una altura de ola de 5 y el período pico de 14 segundos, se tiene la tensión dinámica mínima es de 499 [kN] como se observa en la Figura 3.2.



**Figura 3.2.** Tensiones dinámicas mínimas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.

### 3.1.3 Historial de esfuerzos máximos en el punto superior de sujeción del “riser”

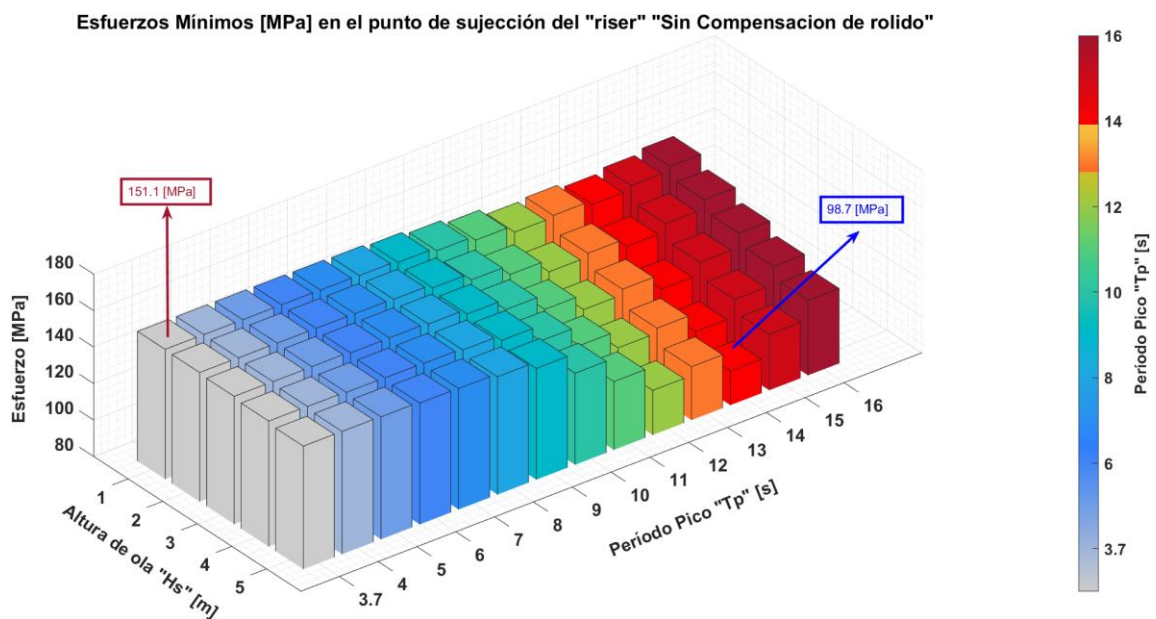
Para los diferentes estados de mar, los esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” se encuentra en el rango de ( $151.6 [MPa] \leq \sigma_{máximo} \leq 202.5 [MPa]$ ). El esfuerzo máximo es de 202.5 [MPa] y ocurre cuando en el caso más crítico cuando se tiene una altura de ola de 5 y el período pico de 14 segundos, como se puede observar en la Figura 3.3.



**Figura 3.3.** Historial de esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.

### 3.1.4 Historial de esfuerzos mínimos en el punto superior de sujeción del “riser”

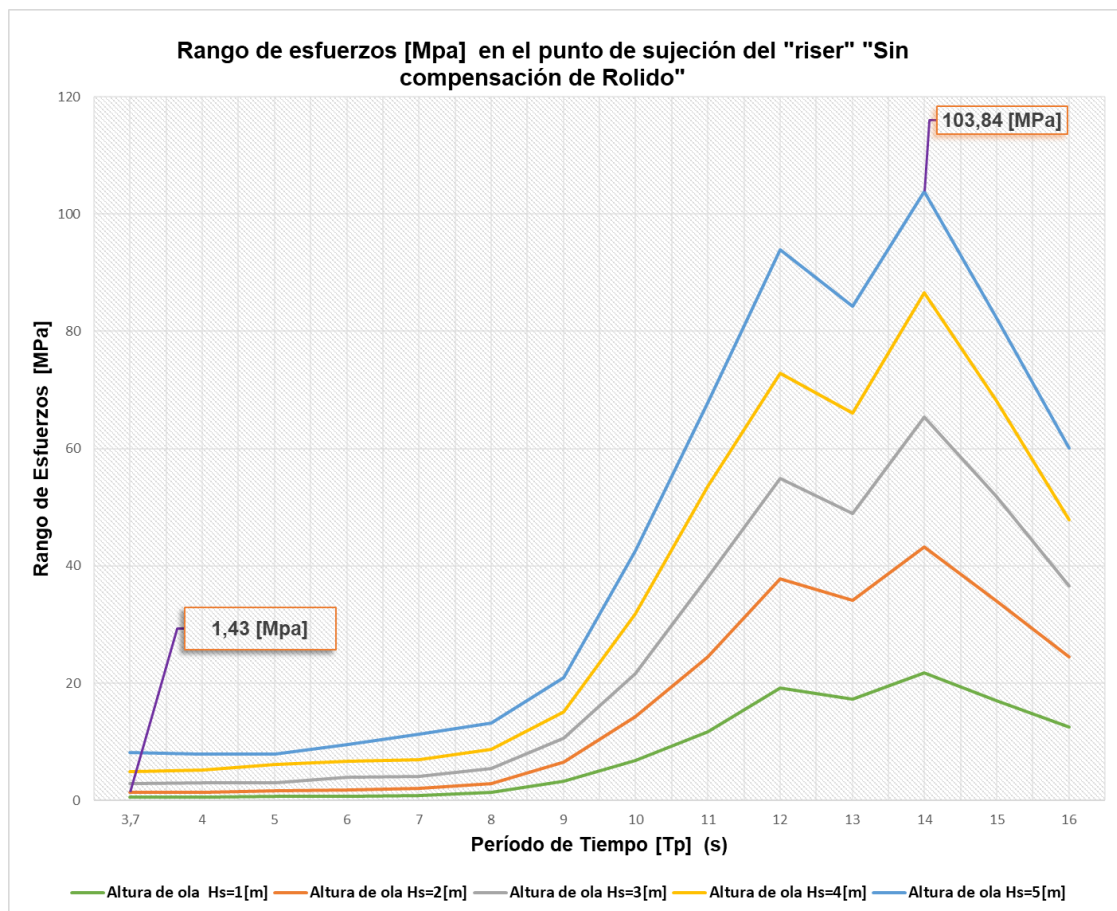
Para las diferentes alturas de olas y períodos pico, los esfuerzos mínimos en el punto superior de sujeción del “riser” se encuentra en el rango ( $98.7 [MPa] \leq \sigma_{mín} \leq 151.1 [MPa]$ ). El esfuerzo mínimo se encuentra en la condición más crítica cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos, como se puede ver en la Figura 3.3.



**Figura 3.4.** Historial de esfuerzos mínimos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación de rolido.

### 3.1.5 Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto superior de sujeción del “riser”

Para las diferentes alturas de ola ( $H_s$ ) y períodos pico ( $T_p$ ), el rango de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) del punto de sujeción del “riser” se encuentra entre 1.43 [MPa] y 103.84 [MPa]. Para el caso más crítico cuando la altura de ola es de 5 [m] y período pico de 14 [s], se tiene el rango de esfuerzo máximo de 103.84 [MPa], como se puede ver en la Figura 3.5.



**Figura 3.5.** Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto superior de sujeción del “riser” cuando FPSO carece de un sistema de compensación.

Los rangos de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) obtenidos de la aplicación del método RFC, para cualquier altura de ola y período del punto de sujeción del “riser” son menores al límite de resistencia la fatiga del material API 5L X65.

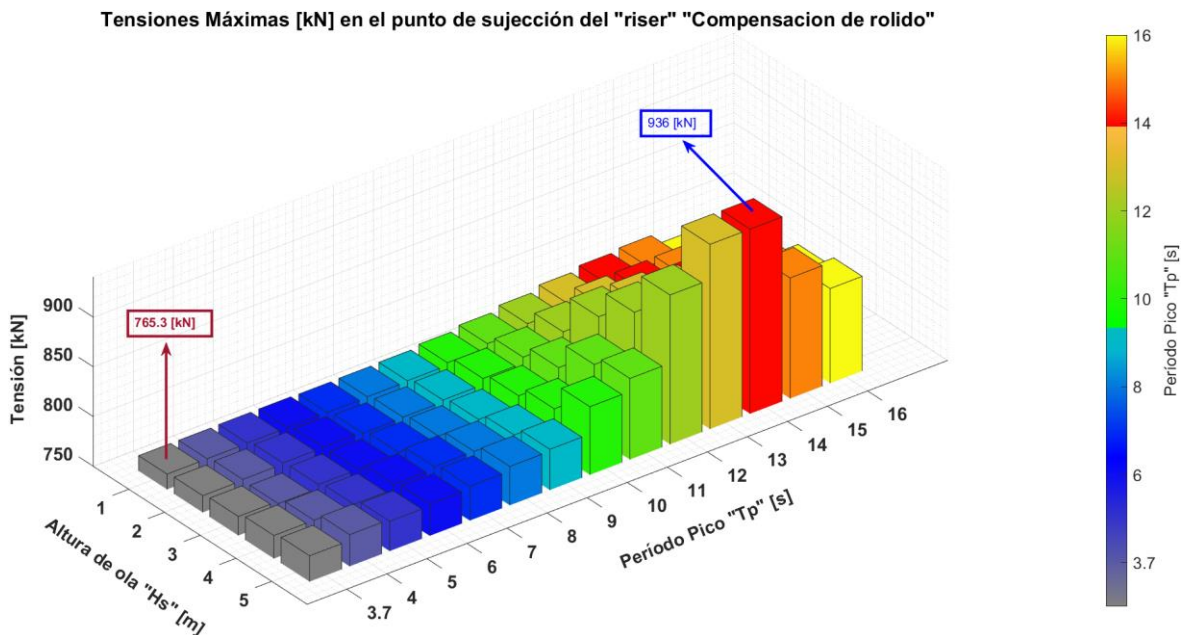


## 3.2 Resultados Cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido

Las tensiones dinámicas, historial de esfuerzos, rango de esfuerzos y daño por fatiga en el punto superior de sujeción del “riser” se calcularon para cada altura de ola dentro del rango de 1 metro a 5 metros y del período pico dentro de 3.7 segundos a 16 segundos. Cuando el FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

### 3.2.1 Tensiones dinámicas máximas en el punto superior de sujeción del “riser”

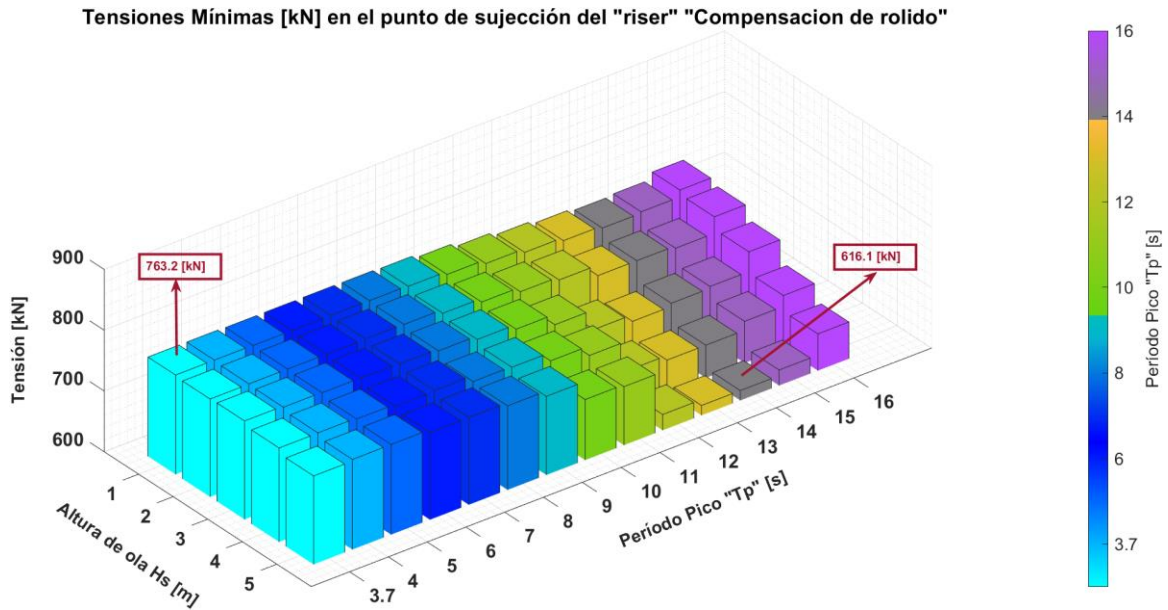
Para los diferentes estados de mar, las tensiones dinámicas en el punto de sujeción del “riser” se encuentra en el rango de  $(765[kN] \leq T_{dinámáx} \leq 936 [kN])$ . Para el caso más crítico cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos, la tensión dinámica máxima es de 936 [kN], como se puede ver en la Figura 3.6.



**Figura 3.6.** Tensiones dinámicas máximas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

### 3.2.2 Tensión dinámica mínima en el punto superior de sujeción del “riser”

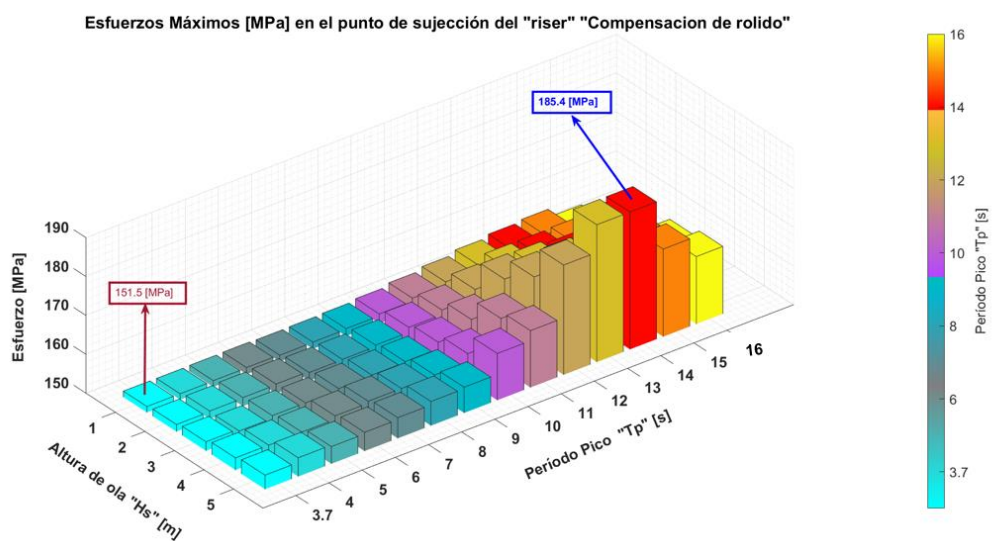
Para las diferentes combinaciones de altura de ola ( $H_s$ ) y periodos pico ( $T_p$ ), las tensiones dinámicas mínimas en el punto superior de sujeción del “riser” se encuentra en un rango de  $(616 [kN] \leq T_{dinámin} \leq 763 [kN])$ . Para el caso más crítico la tensión dinámica minia es de 616 [kN], como se observa en la Figura 3.7.



**Figura 3.7.** Tensiones dinámicas mínimas del punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

### 3.2.3 Historial de esfuerzos máximos en el punto superior de sujeción del “riser”

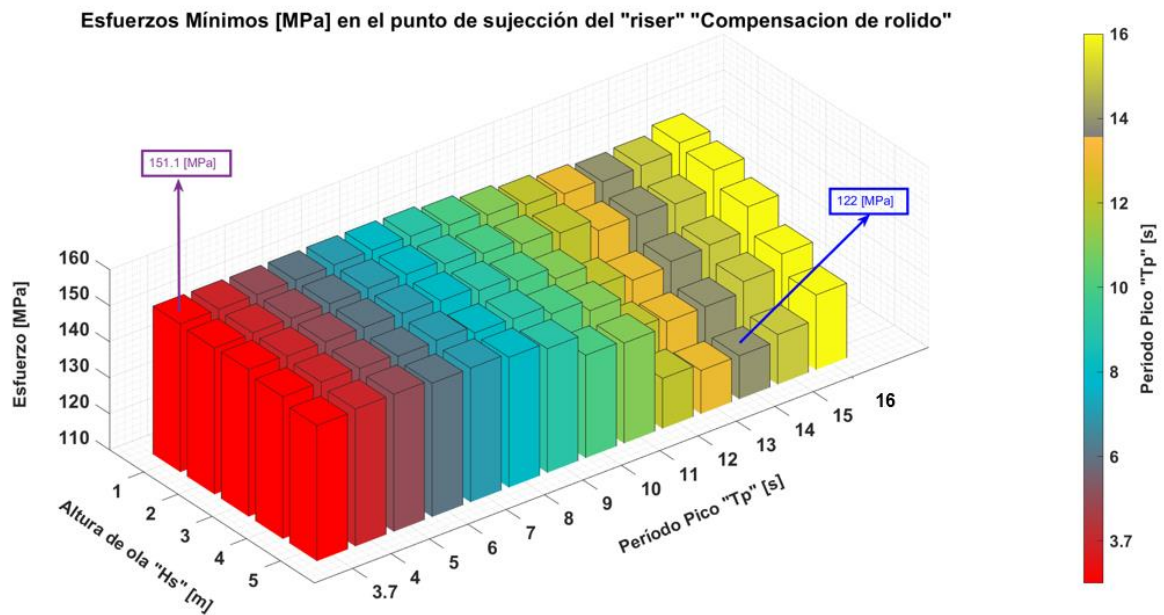
Para los diferentes estados de mar los esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” se encuentra en el rango de  $(151.5 [MPa] \leq \sigma_{m\acute{a}ximo} \leq 185.4 [MPa])$ . Para el caso más crítico cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos, el esfuerzo máximo es de 185.3 [MPa], como se puede apreciar en la Figura 3.8.



**Figura 3.8.** Historial de esfuerzos máximos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

### 3.2.4 Historial de esfuerzo mínimo en el punto superior de sujeción del “riser”

Para las diferentes combinaciones de alturas de ola ( $H_s$ ) y períodos pico ( $T_p$ ), los esfuerzos mínimos del punto de sujeción del “riser” se encuentra en el rango de  $(122 [MPa] \leq \sigma_{mínimo} \leq 151.1 [MPa])$ . El esfuerzo mínimo, ocurre en el caso crítico cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos, como se puede observar en la Figura 3.9.

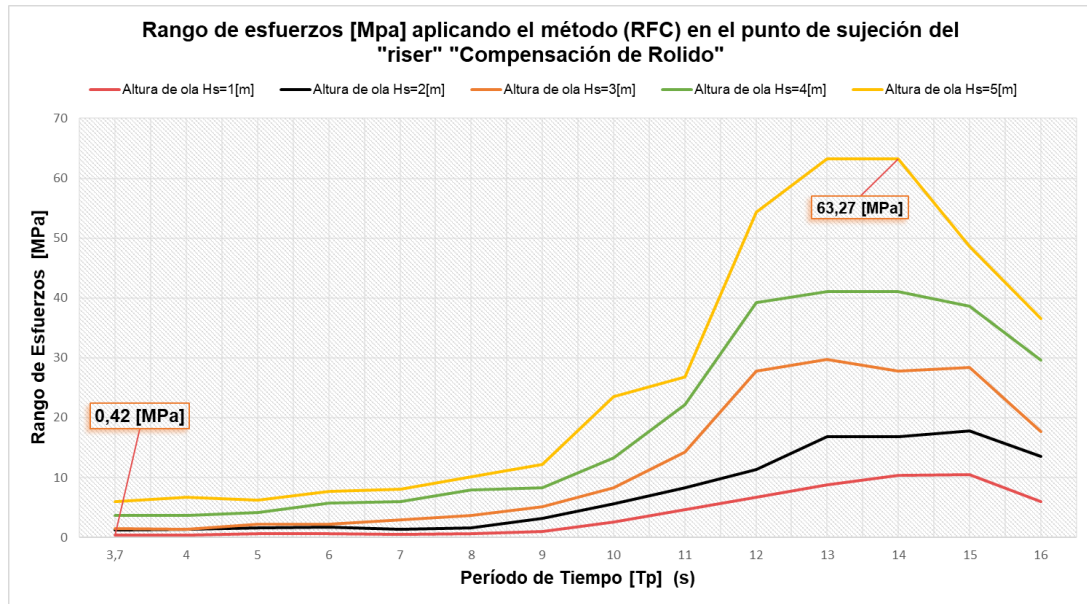


**Figura 3.9.** Historial de esfuerzos mínimos en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

### 3.2.5 Rango de esfuerzos aplicando el método RFC en el punto superior de sujeción del “riser”

Para los diferentes estados de mar el rango de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) se encuentra dentro de 0.42[MPa] y 63.27[MPa]. Para la condición más crítica, cuando la altura de ola es de 5 y el período pico de 14 segundos el rango de esfuerzo es de 63.27 [MPa], como se puede apreciar en la Figura 3.10.





**Figura 3.10.** Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC) en el punto de sujeción del “riser” cuando FPSO tiene un sistema de compensación de rolido.

Para las diferentes alturas de olas y periodos pico los rangos de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ), del punto de sujeción del “riser” se encuentra por debajo del límite de resistencia del material API 5L X65.

### 3.3 Comparación de resultado del punto de sujeción del “riser” con y sin un sistema de compensación de rolido

Para los diferentes estados existe reducción de: tensiones, historial de esfuerzos y rangos de esfuerzos por la presencia de un sistema de compensación de rolido en el FPSO.

#### 3.3.1 Comparación de Tensiones Dinámicas

En la condición más crítica cuando la altura de ola es 5 y el período pico de 14 segundos las tensiones dinámicas son:  $T = 936[kN]$  y  $T = 1023[kN]$ , con y sin un sistema compensador de rolido. Logrando una reducción de la tensión dinámica de  $87[kN]$  cuando el FPSO presenta un sistema de compensación de rolido.

#### 3.3.2 Comparación de Historial de Esfuerzos

En la condición más crítica cuando la altura de ola es de es 5 y el período pico de 14 segundos, los esfuerzos son:  $\sigma = 202.5[MPa]$  y  $\sigma = 185.3[MPa]$  como se pueden ver en la Figura 3.3 y 3.8 respectivamente. Obteniendo una reducción de  $17.2 [MPa]$  con la presencia en un sistema compensador de rolido en el FPSO.

### 3.3.3 Comparación de Rangos de Esfuerzos (RFC)

Los rangos de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) cuando el FPSO carece de un sistema de compensación de rolido son más grandes, en relación con los rangos de esfuerzos cuando el FPSO tiene el sistema de compensación de rolido como se puede apreciar en la Figura 3.11.

A medida que va aumentando la altura de ola y el período se puede ver que la diferencia entre los rangos de esfuerzos aumenta drásticamente, tal es el caso cuando se tiene una altura de ola de 4 [m] y período de 14 [s], los rangos de esfuerzos son:  $\Delta\sigma_{RFC} = 40 [MPa]$  y  $\Delta\sigma_{RFC} = 85 [MPa]$ , con y sin un sistema de compensación de rolido.

Logrando una reducción del rango de esfuerzos en un 52% aproximadamente. El porcentaje de reducción de rango de esfuerzos va aumentando a medida que aumenta la altura de ola y su período, hasta llegar a un período muy cercano al del FPSO.

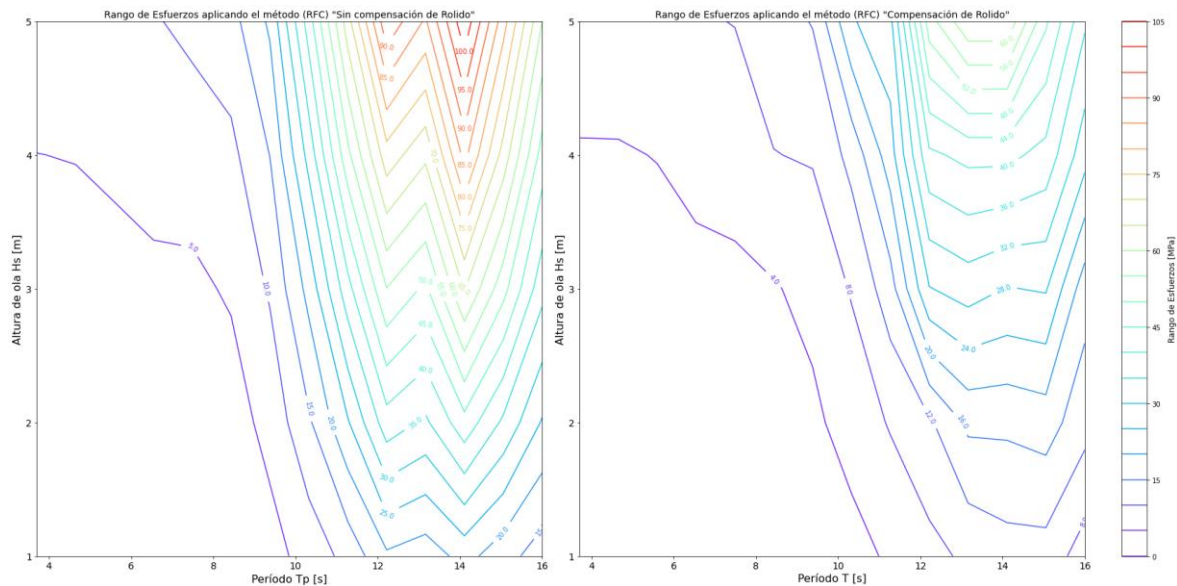


Figura 3.11. Rango de esfuerzos aplicando el método (RFC).

### 3.3.4 Daño por Fatiga

Como el rango de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) para un FPSO con y sin un sistema de compensación de rolido, se encuentra por debajo del límite de resistencia a la fatiga del material API 5L X65 ( $\sigma_e = 150 [MPa]$ ) como se puede ver en la Figura 3.11. En el punto de sujeción del “riser” no va a existir daño por fatiga.

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección del trabajo, se describe las conclusiones de tensiones, historial de esfuerzos y daño por fatiga para el punto de sujeción del “riser”. Adicionalmente se sugiere ciertas recomendaciones para este trabajo.

### 4.1 Conclusiones

- El análisis del daño por fatiga se lo realizó para un “riser” de un diámetro interno de 7[in], espesor 0.5 [in], una longitud de 162 [m] y del material API 5L X65.
- En este trabajo se evaluó el análisis del daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser” en configuración tipo (J) y suspendido desde el balcón, de un FPSO con y sin compensadores de rolido.
- En las condiciones extremas cuando la altura de ola es de  $H_s = 5 [m]$  y el período  $T_p = 14[s]$ , las tensiones dinámicas son:  $T = 936[kN]$  y  $T = 1023[kN]$  con y sin un sistema compensador de rolido. Logrando reducir  $87[kN]$  cuando el FPSO presenta un sistema compensador.
- La implantación de un sistema de compensación de rolido en el FPSO, tiene un impacto en el historial de esfuerzos. En la condición más crítica, el historial de esfuerzo se reduce de 202.5 [MPa] a 185.3[MPa], equivalente a un 8.5% de reducción.
- Cuando el “riser” se encuentra en las condiciones más críticas, el rango de esfuerzos aplicando el método RFC son:  $\Delta\sigma_{RFC} = 63.27 [MPa]$  y  $103.84 [MPa]$  con y sin un sistema compensador de rolido. Obteniendo una reducción del 36% aproximadamente.
- Como los rangos de esfuerzos ( $\Delta\sigma_{RFC}$ ) se encuentran por debajo del límite de resistencia a la fatiga del material API 5L X65 ( $\sigma_e = 150[MPa]$ ). No existe daño por fatiga en el punto de sujeción del “riser”.
- En definitiva, la implantación de un sistema de compensación de rolido afecta directamente a las tensiones y esfuerzos presentes en el “riser”. No obstante, para las características geometrías de este ducto no existe daño por fatiga.

## 4.2 Recomendaciones

- Analizar el daño por fatiga en otras secciones del “riser”.
- Desarrollar un estudio paramétrico, donde las aclaraciones, propiedades geométricas y propiedades del material del “riser” varíen con la finalidad de evaluar el daño por fatiga.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alfonso Orro Arcay, M. N. (2003). Transporte por Cable. España, Coruña: Tórculo artes Gráficas, A Coruña.
- Askestad, S., & Otros. (2019). Docking Riser Barge For FPSO. Office Européen des brevets , Paris.
- Bravo, I. (2009). Manejo del riser de perforación. (Tesis de Ingeniero Petrolero). Instituto Politécnico Nacional, México, D.F., México.
- Budynas, R. G., & Nisbett, J. K. (2008). Diseño en Ingeniería Mecánica (Vol. Octavo). México, D.F: Mc Graw Hill.
- González, J. (2023). Estudio del Comportamiento Mecánico del Sistema de Risers de un FPSO usando Métodos Numéricos. (Tesis de Ingeniero Mecánico). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Guo, B., & Otros. (2014). Offshore Pipelines Design, Installation, and Maintenance (Vol. Second Edition). United States of America: El Sevier.
- Herdiyanti, J. (2013). Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water. (Tesis de Maestría de Marine and Subsea Technology). Universitetet i Stavanger, Noruega.
- Landon, J., & Rodriguez, L. (2010). Sistemas Submarinos de Produccion. (Tesis de Ingeniero Petrolero). Instituto Politécnico Nacional, México D.F.
- López, D., & Otros. (2019). Identificación de las problemáticas presentes en el Riser de perforación. (Titulo de Ingeniero Petrolero). Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México.
- Matsuishi, M. &. (1968). Fatigue of metals subjected to varying stress. Fukuoka, Japan: Japan Society of Mechanical Engineers.
- Mentes, A., & Mollaahmeroglu, E. (2019). Floating Production Storage and Offloafind units and Toppide Facilities. Istanbul Technical University, Estambul.
- Pazmiño, R. (2023). Análisis Cinemático de un FPSO. (Tesis de Ingeniero Mecánico). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Pfingstag, M. (2004). Estudo de Coberturas Metálicas Sobre O Aço API 5L X65 para Otimização Da Vida Útil em Corrosão-Fadiga. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Ribadeneira, B., & Otros. (2022). Diseño Estructural y Simulación Dinámica de un Sistema de Compensación de Rolido para Buques. (Tesis de Ingeniería). Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Rizzi, F. (2019). Compressao Dinâmica de Risers Flexíveis em contato com o solo Marinho . (Programa de Pós-Graduacao Em Engenharia Mecanica). Fundacao Universidade Federal DO ABC-UFABC, Santo André.
- Saeed, I., & Otros. (2015). Sensitive Analysis of Different Types of Deep Water Risers to Conventional Mooring Systems. Kish Island.

- Stelios, K., & Corona, E. (2007). *Mechanics of Offshore Pipelines* (Vol. 1). Slovenia: El Sevier.
- Stringini, L. (2021). *Cálculo da vida útil e degradacao de baterias ocasionado por repetidos ciclos através do método Rainflow Counting*. (Tesis Ingeniería Eléctrica ). Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria. RS.
- Vazquez, J., & Lemu, H. (2016). Analysis of wave energy sources in the North Atlantic water in view of desing challenges. *Proceedings of the ASME 2016 35th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering OMAE 2016*, (págs. 4-6). Busan, Korea.
- Zambonino, M. (2023). *Análisis Estático o Cuasiestático en ductos marinos con Elementos Finitos*. (Tesis de Ingeniero Mecánico). Escuela Politécnica Nacional, Quito.

