

28
24.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**CONDUCTORES MARINOS (RISERS) UNA
TECNOLOGIA PARA LA EXPLOTACION Y
DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
**PALACIOS ROQUE ALFONSO
ZALDIVAR OCHOA JUAN ANTONIO**

ASESOR: M.I. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR



MEXICO, D. F.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACION VARIA

COMPLETA LA INFORMACION



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-080

SR. ALFONSO PALACIOS ROQUE
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CONDUCTORES MARINOS (RISERS)
UNA TECNOLOGIA PARA LA EXPLOTACION Y DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS**

I	INTRODUCCION
II	CLASIFICACION, DESCRIPCION Y OPERACION
III	METODOLOGIA PARA EL ANALISIS
IV	DISEÑO Y SELECCION
V	ANALISIS COMPARATIVO
VI	INTERRELACION CON LOS SISTEMAS TENSIONADOR Y COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS
VII	CONCLUSIONES
VIII	RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 22 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI*ER*sig.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-081

SR. JUAN ANTONIO ZALDIVAR OCHOA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CONDUCTORES MARINOS (RISERS)
UNA TECNOLOGIA PARA LA EXPLOTACION Y DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS**

- I INTRODUCCION**
- II CLASIFICACION, DESCRIPCION Y OPERACION**
- III METODOLOGIA PARA EL ANALISIS**
- IV DISEÑO Y SELECCION**
- V ANALISIS COMPARATIVO**
- VI INTERRELACION CON LOS SISTEMAS TENSIONADOR Y
COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS**
- VII CONCLUSIONES**
- VIII RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFIA**

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

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

Acentamiento
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 22 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI/LR*gg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

*** CONDUCTORES MARINOS (RISERS).
UNA TECNOLOGÍA PARA LA EXPLOTACIÓN Y DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS. ***

Tesis presentada por:

**Palacios Roque Alfonso
Zaldívar Ochoa Juan Antonio**

Dirigida por:

M.I. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE:

M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

VOCAL:

ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ

SECRETARIO:

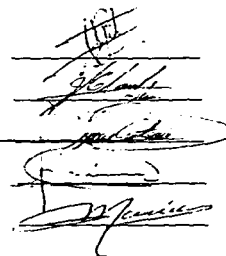
M.I. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

1ER. SPTE.:

ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

2DO. SPTE.:

ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

México, D.F., enero de 1997.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS

POR HABERME DADO LA VIDA Y POR NUNCA DESAMPARARME

A MI MADRE

BERTHA ROQUE SAN MIGUEL

A MI PADRE

IDELFONSO PALACIOS LORENZANA
COMO UN HUMILDE TRIBUTO, PRODUCTO DE SUS
DESVELO, AMOR, COMPRENSIÓN Y APOYO.
POR HABERME DADO UNA SEGUNDA OPORTUNIDAD.

A MIS HERMANOS

ERNESTO Y LAURA
POR SU AYUDA DESINTERESADA

A MI NOVIA

MARIBEL ESCAMILLA NAVA
POR TODO SU APOYO A LO LARGO DE LA
CARRERA Y EN LA ELABORACIÓN DE ESTE
TRABAJO

A TODA MI FAMILIA

POR SUS CONSEJOS Y COMPRENSIÓN

RECONOCIMIENTOS

A MI DIRECTOR DE TESIS

ING. JUAN ANTONIO MORALES DIAS DE VIVAR

POR TODO EL APOYO QUE ME BRINDO DURANTE LA
ELABORACIÓN DE ESTE TRABAJO

A MIS ASESORES

ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ
ING. JUAN DE LA CRUZ CLAVEL LÓPEZ
ING. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA
Y A TODOS LOS PROFESORES DE LA CARRERA

POR SU APOYO DURANTE TODA LA CARRERA
Y EN LA ETAPA FINAL DE ÉSTA

A MIS AMIGOS

EDGAR, RAFAEL ALFONSO, GÚMARO, HERON,
ENRIQUE, SIDDHARTA Y A TODOS LOS DEMÁS.

PORQUE SIEMPRE DEMOSTRARON SERLO Y POR
SU APOYO Y COMPRENSIÓN A LO LARGO DE ESTOS
5 AÑOS

AGRADECIMIENTOS

A MI FAMILIA: MI PADRE
MI MADRE
MI HERMANO

PEDRO BALDUIAR RENDÓN
MARÍA ANTONIA OCHOA
PEDRO BALDUIAR OCHOA

Quiero agradecerles todo su apoyo, comprensión y sobre todo por ser primero mis mejores amigos a quienes aprecio y respeto: gracias a mis padres que me enseñaron a nunca darme por vencido, quiero agradecer todos los desvelos que tuvieron por mi culpa desde mis tareas de la primaria hasta estos días ya que si no hubieran estado ahí para ayudarme posiblemente no hubiera llegado hasta aquí y doy gracias a Dios por haber tenido estos padres que han sabido darme todo y entregarme todo por nosotros sin esperar siquiera un gracias por parte de nosotros, pero de antemano mi hermano y yo sabemos que ni toda una vida de trabajo bastaría para pagar todas las atenciones que tuvieron con nosotros y si esto fuese cierto con gusto la daría. A mi hermano quiero agradecerle su amistad, apoyo y comprensión, ya que él me ha ayudado a siempre pensar en ganar ya sea desde un simple juego de canicas hasta el partido más importante del campeonato, gracias por enseñarme a darle todo en el campo para tratar de ser tan bueno como tú, además de que los mejores momentos en mi aprendizaje tanto en la escuela como en lo deportivo hemos estado juntos.

En general no encuentro las palabras adecuadas ni los agradecimientos suficientes para poder expresar todo lo que ustedes significan para mí.

A MI AMIGO: ALFONSO PALACIOS ROZUE

Quiero agradecerte antes que nada por haber sido un excelente compañero y amigo durante los años que pasamos juntos en la facultad, y por haberme escogido como tu compañero de tesis, gracias a este trabajo me da cuenta de que eres una persona responsable y trabajadora y estoy seguro de que vas a triunfar en el futuro.

ÍNDICE

I	INTRODUCCIÓN	I-1
II	CLASIFICACIÓN, DESCRIPCIÓN Y OPERACIÓN	
II.1	Clasificación	II-1
II.2	Riser de Perforación	II -1
	II.2.1 Componentes de un Riser de Perforación	II -2
	II.2.2 Procedimientos de Operación de un Riser de Perforación	II -5
II.3	Riser de Terminación y Reparación	II-6
	II.3.1 Funciones del Riser de Terminación y Reparación	II-7
	II.3.2 Componentes de un Riser de Terminación y Reparación	II-7
	II.3.3 Clasificación de los Risers de Terminación y Reparación	II-12
	II.3.4 Operación de un Riser de Terminación y Reparación	II-14
II.4	Riser de Producción	II-16
	II.4.1 Clasificación de los Risers de Producción	II-16
	II.4.2 Componentes de un Riser de Producción	II-21
	II.4.3 Procedimientos de Operación de un Riser de Producción	II-25
III	METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS	
III.1	Introducción	III-1
III.2	Teorías del Análisis de los Risers	III-1
	III.2.1 Técnicas Analítica y Numérica	III-1
	III.2.2 Análisis Estático	III-2
	III.2.3 Análisis Dinámico	III-3
	III.2.4 Análisis del Dominio de la Frecuencia	III-7
	III.2.5 Análisis del Dominio del Tiempo	III-8
	III.2.6 Tratamiento de la No Linealidad	III-9
	A. Caso Estático	III-9
	B. Caso Dinámico	III-10
	III.2.7 Ondas Monocromáticas y Técnicas Espectrales	III-10
	III.2.8 Aproximación Probabilística	III-11
III.3	Teorías de la Fatiga	III-12

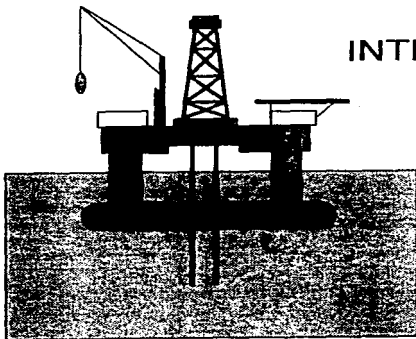
III.3.1	Vida de la Fatiga	III-12
	A. Aproximación Determinística	III-13
	B. Aproximación Probabilística	III-14
III.3.2	Curvas S-N	III-14
III.3.3	Daño Acumulativo (Regla de Palmgrem-Miner)	III-15
III.3.4	Historia de Carga	III-16
III.3.5	Aproximación Probabilística	III-17
III.3.6	Aproximación del Dominio Tiempo Frecuencia Híbrida	III-18
IV	DISEÑO Y SELECCIÓN	
IV.1	Diseño y Selección de un Riser de Perforación	IV-4
IV.1.1	Aspectos que Debe Tomar en Cuenta el Diseñador	IV-1
	A. Mantenimiento de la Posición del Sistema Flotante	IV-2
	B. Cargas Inducidas por el Riser	IV-2
	C. Densidad del Fluido de Perforación	IV-2
	D. Modos de Operación	IV-2
IV.1.2	Datos Típicos para el Diseño y Selección de un Riser de Perforación	IV-3
IV.1.3	Límites Recomendados para el Diseño y la Operación	IV-6
IV.1.4	Análisis del Riser	IV-8
	A. Utilización del Análisis del Riser	IV-8
	B. Modelo Estructural	IV-9
IV.1.5	Tensión Efectiva	IV-11
IV.1.6	Determinación de la Longitud del Riser	IV-11
IV.2	Diseño y Selección de un Riser de Terminación y Reparación	IV-22
IV.2.1	Consideraciones de Diseño de un Riser de Terminación y Reparación	IV-22
IV.2.2	Análisis General de los Risers de Terminación y Reparación	IV-22
	A. Parámetros de Entrada	IV-23
	B. Documentación Analizada y de Salida	IV-25
	C. Selección del Material	IV-25
	D. Corrosión	IV-26
IV.2.3	Análisis Recomendado por el API para los Risers de Terminación y Reparación	IV-28
IV.3	Diseño de un Riser de Producción	IV-30
IV.3.1	Consideraciones de Diseño	IV-30
IV.3.2	Datos de Diseño del Riser	IV-30
IV.3.3	Datos de Diseño del Medio Ambiente	IV-32

	IV.3.4 Datos del Sistema de Producción Flotante	IV-33
	IV.3.5 Criterio de Diseño del Riser	IV-33
	IV.3.6 Dimensionamiento de la Tubería Interna	IV-34
	IV.3.7 Consideraciones Estructurales	IV-34
	IV.3.8 Parámetros de Diseño y Procedimientos de Análisis	IV-35
	IV.3.9 Aspectos que Debe Tomar en Cuenta el Diseñador	IV-36
	IV.3.10 Selección de un Riser de Producción	IV-38
V	ANÁLISIS COMPARATIVO	
	V.1 Análisis Comparativo de los Risers de Perforación	V-1
	V.2 Análisis Comparativo de los Risers de Terminación y Reparación	V-9
	V.3 Análisis Comparativo de los Risers de Producción	V-11
	V.3.1 Comparación entre un Sistema de Riser Rígido y un Flexible	V-11
	V.3.2 Análisis Comparativo de las Configuraciones de los Risers de Producción	V-13
VI	INTERRELACIÓN CON LOS SISTEMAS TENSIONADOR Y COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS	
	VI.1 Introducción	VI-1
	VI.2 Sistema Tensionador	VI-1
	VI.2.1 Función	VI-1
	VI.2.2 Requerimientos de Tensión de un Riser Marino	VI-1
	VI.2.3 Especificaciones Básicas del Tensionador	VI-2
	VI.2.4 Criterio de Selección	VI-3
	VI.2.5 Fuentes Básicas de Tensionamiento	VI-4
	VI.2.6 Arreglo del Cable en la Potea	VI-7
	VI.2.7 Control de la Presión en el Cilindro	VI-8
	VI.2.8 Tensionadores de las líneas Guía	VI-9
	VI.3 Sistema Compensador de Movimiento	VI-9
	VI.3.1 Compensador de Movimiento del Aparejo de Perforación	VI-10
	VI.3.2 Métodos Básicos de los Compensadores de la Sarta de Perforación	VI-11
	VI.3.3 Tipos Básicos del DCS	VI-12

VI.3.4	Técnicas de un Compensador de la sarta de Perforación para el Block Viajero	VI-12
3.5	Técnicas de un Compensador de la Sarta de Perforación para el Block de la Corona	VI-13
VI.3.6	Operación de un Compensador de la Sarta de Perforación	VI-14
VII	CONCLUSIONES	VII-1
VIII	RECOMENDACIONES	VIII-1
BIBLIOGRAFÍA		

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN

Debido a que la demanda del aceite y del gas en el mundo crece constantemente, las actividades de perforación y de producción en años recientes están siendo concentradas cada vez más en áreas costa fuera con mayor profundidad.

Los pozos costa fuera ya no son una novedad, por lo que el Golfo de México está comenzando a ser poblado con ellos. Las actividades de perforación y de producción costa fuera en el Golfo de México comenzaron en pantanos, estuarios y bahías y posteriormente se extendieron a aguas de mayor profundidad debido a los descubrimientos que se han realizado. Por esta razón, el equipo y las técnicas utilizadas han tenido que ser mejoradas. En la actualidad más de la mitad de los pozos costa fuera en el mundo están en el Golfo de México.

El desarrollo de la tecnología ha proporcionado la base para el desarrollo de los campos de aceite costa fuera alrededor del mundo. El requerimiento básico para las operaciones costa fuera es una estructura que puede ser fija o flotante, desde la cual se trabaja y sobre la que se localiza el equipo que permitirá realizar las actividades correspondientes. Uno de los componentes claves de estas estructuras es el "Riser", el cual es un conducto que permite comunicar cualquier estructura en la superficie con cualquier instalación localizada en el piso marino.

El concepto de riser marino apareció a finales de la década de los 50's. Anteriormente, la industria del petróleo limitó sus actividades de perforación costa fuera a aquellas llevadas a cabo desde estructuras hundidas. En los 50's, las primeras actividades de perforación rotatoria fueron llevadas a cabo desde buques flotantes. La mayoría del equipo y de la tecnología para la perforación rotatoria desde buques flotantes fueron desarrollados para las operaciones de muestreo en agujeros poco profundos. Las primeras operaciones fueron realizadas a un costado del buque de perforación, pero rápidamente fueron sustituidas gracias al diseño de un buque con escotilla de perforación.

Los primeros risers utilizaban una cabeza rotatoria que los sujetaba al conjunto de preventores submarino y el retorno del lodo fue llevado a cabo a través de una manguera conectada a una salida lateral del conjunto de preventores. Los primeros preventores fueron operados con mangueras de control de función directa.

Durante la década de los 60's tuvo lugar un desarrollo acelerado de la tecnología y del equipo utilizado en la explotación en aguas profundas. Este fue el periodo en el que los

sumergibles, los sistemas de control, el concepto de riser tensionado y las terminaciones submarinas aparecieron. Este desarrollo ha seguido evolucionando hasta la actualidad.

Por tal motivo el objetivo de este trabajo es presentar un análisis técnico del sistema de riser marino utilizado en aguas profundas, considerando las áreas de perforación, terminación y reparación así como producción.

La culminación de este análisis es la información tecnológica de vanguardia que permita la planeación del diseño y la ejecución de los sistemas de risers marinos utilizados en aguas profundas, a fin de optimizar tiempo, costo y calidad en su proceso de selección.

El objetivo se llevo a cabo recopilando, analizando y presentando la información requerida, tanto con los cuadros comparativos como con el análisis y la descripción de los mismos, así como con la información estadística y tecnológica que se presenta a lo largo de este trabajo.

Por otro lado, los alcances establecidos comprenden el análisis técnico de los aspectos más relevantes de los equipos especiales, procedimientos operativos y diseños asociados al sistema de riser marino.

Este trabajo se organizó en seis temas principales, además de las conclusiones y recomendaciones.

En el Tema 1 se presenta una historia breve de los risers marinos y se establecen los objetivos y los alcances del presente trabajo.

En el Tema 2 se clasifica a los distintos tipos de risers de acuerdo a ciertas características. También se describen las características y la operación de cada uno de estos sistemas así como de los componentes asociados a ellos.

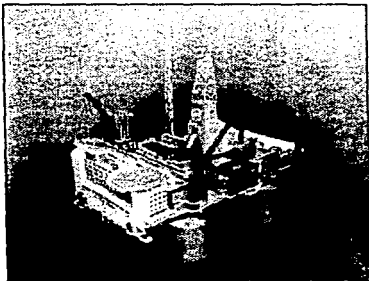
En el Tema 3 se presenta una recopilación de todas las técnicas analíticas y numéricas utilizadas en el análisis de los risers marinos, presentandose una descripción de las características de cada una de estas técnicas

En el Tema 4 se presentan los principales aspectos que intervienen en el diseño y en la selección de los sistemas de risers marinos.

En el Tema 5 se realiza un análisis comparativo entre los sistemas de riser de perforación, terminación, reparación y producción. Tomando en cuenta que no es posible comparar un riser de perforación con uno de terminación y reparación, ya que son totalmente distintos, por lo que se analizan en forma separada. Además, se elaboraron cuadros sinópticos cuyo análisis permite un mayor entendimiento de esta tecnología.

En el Tema 6 se analizan dos sistemas muy importantes asociados con el riser marino que son: el sistema tensionador del riser y el sistema compensador de movimiento, ya que estos sistemas permiten soportar y estabilizar el riser marino mientras el sistema flotante se mueve en respuesta a los fenómenos físicos que lo rodean.

CAPITULO II



CLASIFICACIÓN,
DESCRIPCIÓN
Y
OPERACIÓN

II.1 CLASIFICACIÓN

Debido a las diferentes funciones que realizan los risers, estos reciben diferentes nombres. Un riser marino es aquel utilizado para propósitos de perforación. Pero cuando un riser es usado en operaciones de producción, entonces es llamado "riser de producción" y si un riser es utilizado en operaciones de terminación y reparación, entonces es llamado "riser de terminación y reparación". Por lo que en base a la función que realizan los risers se pueden clasificar en los siguientes tres grupos:

- a) Risers de Perforación
- b) Risers de Terminación y Reparación
- c) Risers de Producción

Sin embargo, debido a la gran variedad de tipos de risers de producción y de terminación y reparación, estos a su vez se pueden clasificar de acuerdo a otras características en: integral, no integral, enchaquetado, no enchaquetado, etc., en el caso de los risers de terminación y reparación y en: integral, no integral, flexible, rígido, lazy, etc., en el caso de los risers de producción.

II.2 RISER DE PERFORACIÓN

La perforación de un pozo de aceite se lleva a cabo con barrenas especiales que son rotadas por equipo en el piso de un sistema de perforación (plataforma, buque, etc.). El movimiento rotatorio es transmitido a la barrena por medio de la tubería de perforación, la cual es hueca. Cuando la profundidad del pozo se incrementa, se agregan nuevas secciones de tubería de perforación en el sistema de perforación. Un fluido de perforación, usualmente lodo, se circula desde el piso de perforación a través de la tubería de perforación hueca hacia el fondo del agujero. Después la barrena es lubricada y enfriada por el lodo, este fluido retorna, debido a la presión alta por la que es inyectado, al piso de perforación por un espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del pozo.

El lodo también sirve como elemento de seguridad primaria para controlar la presión de la formación. El peso de la columna del lodo contrarresta la presión de la formación en el fondo del agujero. Otro equipo que es utilizado para auxiliar el control de pozos durante situaciones de emergencia, es el conjunto de preventores, el cual está localizado encima del cabezal del pozo. El conjunto de preventores es un grupo de sellos que cierran el espacio anular alrededor de la tubería de perforación o hasta incluso la tubería de perforación.

Entre el piso de perforación y el cabezal del pozo o el conjunto de preventores en el fondo marino, se colocan conductos (tuberías), los cuales reciben el nombre de risers de perforación, para que el lodo de perforación pueda circular desde el agujero hasta el piso de perforación. También sirven de guía al aparejo de perforación protegiéndolo de los fenómenos ambientales (viento, olas, etc.). Por lo tanto el riser marino es uno de los elementos más importantes de los sistemas de perforación.

II.2.1 COMPONENTES DE UN RISER DE PERFORACIÓN

Los componentes de un riser de perforación, que a continuación se comentan y que se ilustran en las Figuras 2.1 a y b, son reconocidos como los principales por el Instituto Americano del Petróleo (API) aunque no son los únicos.

Sistema Tensionador

Las unidades tensionadoras son utilizadas para aplicar fuerza vertical a la parte superior del riser de perforación para controlar su esfuerzo y su desplazamiento. Las unidades normalmente están localizadas sobre el sistema flotante cerca de la periferia del piso de perforación. Proporcionan tensión axial constante al riser mientras el sistema de perforación flotante se mueve verticalmente o lateralmente en respuesta al viento, las olas y las corrientes.

Sistema Desviador (Superficial)

En las operaciones donde no se utiliza el conjunto de preventores, el sistema desviador es empleado para controlar el pozo, cuando este fluye. Típicamente el sistema desviador esta compuesto por un mecanismo de sello anular, con medios para abrir las líneas de desahogo y cerrar la línea de flujo del lodo y por un sistema de control.

Junta Telescópica

La función básica de la junta telescópica es compensar el movimiento relativo transferido entre el sistema flotante y el riser. El barnil exterior proporciona soporte estructural para las cargas tensionadoras del riser.

Uniones del Riser

Una unión del riser es un tubo de alta resistencia, de diámetro grande, sin costuras o soldado eléctricamente, con conectores soldados a cada uno de los extremos.

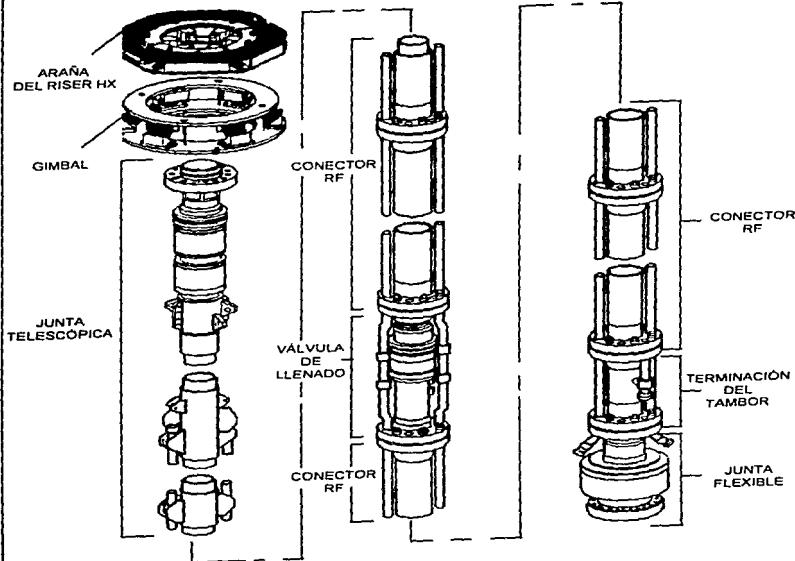
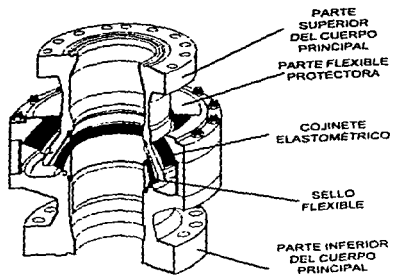
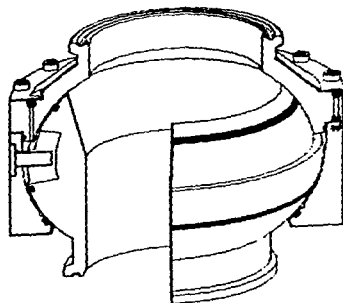


FIGURA 2.1- A COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISERS



JUNTA FLEXIBLE



JUNTA DE BOLA

FIGURA 2.1-B TIPOS DE JUNTAS DEL SISTEMA DE RISERS

Cuando el sistema de riser se despliega, las uniones del riser son acopladas sobre el piso de perforación y bajadas hacia el interior del agua. El aparejo de las uniones representa el componente principal del sistema de riser. El enganche de la caja o del piñón en el extremo superior de la unión del riser usualmente tiene un soporte de aterrizaje. Este soporte de aterrizaje, resiste las cargas del riser y del conjunto de preventores cuando el riser se encuentra suspendido desde la araña del riser. Las uniones también proporcionan soporte para las líneas auxiliares, de matar y de estrangular y proporcionan reacción para los mecanismos de flotación.

Paquete Inferior del Riser Marino

El paquete inferior del riser marino esta formado típicamente por los siguientes elementos: un adaptador, la unión bola/flexible, uno, dos, o ningún preventor anular, pods de control submarino y un conector hidráulico que ensambla el sistema de riser al conjunto de preventores. Además, este conjunto proporciona control hidráulico a las funciones del conjunto de preventores a través del pod de control.

Unión Bola / Flexible

La unión bola/flexible es utilizada para permitir deslizamiento angular entre el riser y el conjunto de preventores, reduciendo así el momento de flexión sobre el riser. También es utilizada en la parte superior del riser para permitir el movimiento del equipo. En algunos casos también pueden ser utilizadas en algunos niveles intermedios en el aparejo del riser abajo de la junta telescópica para reducir el esfuerzo en el riser. La rigidez rotacional de las uniones flexibles las hacen más eficientes que las uniones bola en el control de los ángulos del riser. Típicamente, la rigidez rotacional de una unión flexible es una función no lineal del ángulo. La rigidez rotacional también puede variar con la temperatura.

Líneas Flexibles de Matar y de Estrangular

Las líneas flexibles de matar y de estrangular permiten movimiento relativo en la junta telescópica y en la unión bola/flexible en el sistema de riser.

Equipo para Instalar el Riser

Las herramientas que permiten manejar tanto al riser como al desviador son utilizadas para levantar y bajar el riser y el conjunto de preventores. La araña del riser se utiliza para soportar al riser y al conjunto de preventores mientras son instalados o

recuperados. Cuando son utilizadas, las líneas guía dirigen al riser y al equipo submarino asociado hacia el cabezal.

Líneas Auxiliares de Matar y de Estrangular Montadas en el Riser

Estas líneas transportan fluidos a través del riser. En la mayoría de los risers, estas líneas son una parte integral de cada una de las uniones del riser y están afianzadas sobre el extremo lateral del tubo principal del riser. Generalmente estas líneas tienen las siguientes funciones:

- Las líneas de matar y de estrangular son utilizadas para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas, o de fluido de perforación desde el pozo perforado hasta la superficie cuando el conjunto de preventores esta cerrado.
- Las líneas de arranque del lodo son utilizadas como conductos para el fluido de perforación cuando éste se bombea hacia el interior del riser para incrementar la velocidad de circulación anular.
- Las líneas de inyección de aire son utilizadas para suministrar el aire que permite incrementar la flotación del riser.
- Las líneas de suministro hidráulico son utilizadas para transportar el fluido hidráulico de operación hacia el sistema de control submarino del preventor. La mayoría de los sistemas preventores incorporan una línea flexible de suministro de fluido hidráulico en el interior de la línea de control.

Equipo de Flotación

El equipo de flotación puede estar afianzado a la unión del riser para reducir los requerimientos de la tensión en la cima por la disminución del peso sumergido de las uniones del riser.

Sistema de Colgamiento del Riser (Equipo especial)

Cuando las condiciones ambientales exceden los límites para las operaciones seguras con el riser conectado, el riser y el paquete inferior del riser marino son desconectados desde el conjunto de preventores y pueden ser colgados hasta que mejoren las condiciones del tiempo. El riser desconectado puede ser colgado desde el gancho, la araña, el nido del desviador o desde estructuras de viga diseñadas especialmente. Las cargas dinámicas del riser en movimiento ascendente y descendente son consideradas para asegurar que los componentes del sistema de colgamiento proporcionen la

resistencia adecuada para soportar las cargas transversales y axiales impartidas por el riser suspendido sin ocasionar daño al riser o al sistema flotante.

II.2.2 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN RISER DE PERFORACIÓN

La instalación on firme y la recuperación subsecuente del riser y del conjunto de preventores son partes integrales del diseño del riser. El diseñador deberá tomar en cuenta tanto los procedimientos normales, como los procedimientos de desconexión de emergencia y de colgamiento que serán empleados durante una tormenta.

Todo sistema de perforación deberá contar con un manual de operación del riser, el cual contendrá la información que refleje la configuración actual del riser, así como los rangos de presión interna y de colapso del riser y de las líneas integrales, los procedimientos de inspección y mantenimiento para cada uno de los componentes, los procedimientos para instalar y recuperar el riser, los límites de operación y los procedimientos de emergencia, etc.; por si se presentara alguna contingencia.

Antes de instalar un riser es necesario determinar su longitud, la cual es función del número de uniones del riser seleccionadas y realizar una inspección del tubo del riser, de las líneas auxiliares y del equipo de flotación (si se utilizara); y asegurarse que las líneas auxiliares estén adecuadamente afianzadas. También se recomienda verificar que los mecanismos de sello estén instalados, verificar la araña del riser para operaciones correctas, remover la caja y/o los pernos protectores e inspeccionar el agujero del riser y las líneas auxiliares para asegurarse de que no existen obstrucciones.

Dentro de la industria, se utilizan muchos procedimientos seguros y eficientes para instalar un riser, la selección de un procedimiento particular puede depender del equipo específico abordado de la unidad de perforación, de la experiencia del personal o de la preferencia del operador.

Existen diversas formas de operar un riser, en el caso de que las condiciones ambientales empeoren o que algún equipo falle, las operaciones de perforación se suspenderán. Si la situación no es muy crítica para ordenar la desconexión del riser, se recomienda llevar a cabo las siguientes etapas:

- a) Monitorear el ángulo de la unión flexible/bola, la compensación del buque, la densidad del fluido de perforación y la tensión del riser.
- b) Si el ángulo medio de la unión flexible/bola es superior a los 3 grados y no puede ser compensado por el ajuste de la tensión del riser y la compensación del sistema de perforación, se harán los preparativos para suspender las operaciones que involucren el movimiento de la tubería dentro del pozo.

- c) Si las condiciones continúan empeorando, se llevarán a cabo etapas apropiadas para permitir la desconexión apropiada del riser.

Un tensionador hidráulico puede fallar por el mal funcionamiento del sistema hidráulico o por el rompimiento de una línea del tensionador. Si un tensionador falla, el personal de operación seguirá un procedimiento etapa por etapa.

Típicamente, cuando un tensionador falla, las operaciones de perforación serán inmediatamente suspendidas hasta que los ajustes realizados sean seguros para continuar.

Otro problema que se presenta es la pérdida de flotación, la cual puede ser ocasionada por la fuga de aire del contenedor o porque el módulo de espuma sintética está siendo operado a una profundidad diferente a la que fue diseñado. La pérdida de flotación produce una reducción en la tensión, lo cual incrementa el ángulo de la unión flexible/bola y el esfuerzo de flexión.

Si la situación que causa la suspensión de las operaciones de perforación se vuelve más severa, de tal forma que no pueda ser controlada adecuadamente, se implantará un procedimiento de desconexión.

El procedimiento de desconexión puede ser normal o de emergencia. En el normal, el ángulo de la unión flexible/bola inferior será monitoreado. Ajustando la tensión y la compensación, se intentará mantener muy bajo el ángulo de unión flexible/bola para facilitar la liberación del conector del riser y reducir la tensión un poco abajo del peso de colgamiento del riser y del paquete inferior del riser marino. Si el tiempo lo permite, es preferible que el riser sea desconectado en el conector del riser, permitiendo al tensionador del riser levantar al riser por encima del conjunto de preventores.

Los procedimientos de desconexión de emergencia son necesarios cuando los movimientos del sistema de perforación exceden la posición normal con respecto al cabezal o algunas veces en el caso de un reventón.

Después de la recuperación, el riser es enjuagado con agua dulce, inspeccionado visualmente, reparado y almacenado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

II.3 RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

El riser de terminación y reparación es en realidad una extensión que abarca desde el agujero(s) anular y/o de producción de un pozo submarino hasta un sistema flotante. Consiste de uno o más conductos a presión que proporcionan acceso no restringido en

el agujero anular y/o de producción de un árbol submarino o de un colgador de la tubería de producción. El riser debe incluir también las líneas de control hidráulico necesarias para la operación de los árboles submarinos o de las herramientas instaladas.

II.3.1 FUNCIONES DEL RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Un riser de terminación es utilizado generalmente para instalar el colgador de la tubería y la tubería a través del riser de perforación y del preventor hacia el interior del pozo perforado. El riser de terminación también puede ser diseñado para instalar un árbol. Un riser de reparación es utilizado generalmente en lugar de un riser de perforación para volver a entrar al pozo a través del árbol y puede ser utilizado también para instalar un árbol.

Un sistema de riser de terminación generalmente esta constituido por los siguientes componentes y características principales:

1. Las herramientas para instalar el colgador de la tubería
2. Medios sellantes contra el riser en el interior del conjunto de preventores para las pruebas de presión
3. Uniones intermedias del riser
4. Medios para el tensionamiento
5. Un árbol superficial

Un sistema de riser de terminación puede estar constituido por los siguientes componentes principales:

1. Las herramientas para instalar un árbol
2. Preventor para la línea de acero o válvula de corte con el tamaño y la configuración requerida por la reentrada vertical
3. Uniones intermedias del riser
4. Sistema tensionador
5. Árbol superficial

II.3.2 COMPONENTES DE UN RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

La Figura 2.2 presenta un arreglo general de un sistema de riser de terminación y reparación, el cual incluye los siguientes componentes principales:

- Unión Adaptadora del conjunto de preventores
- Paquete inferior del riser de reparación

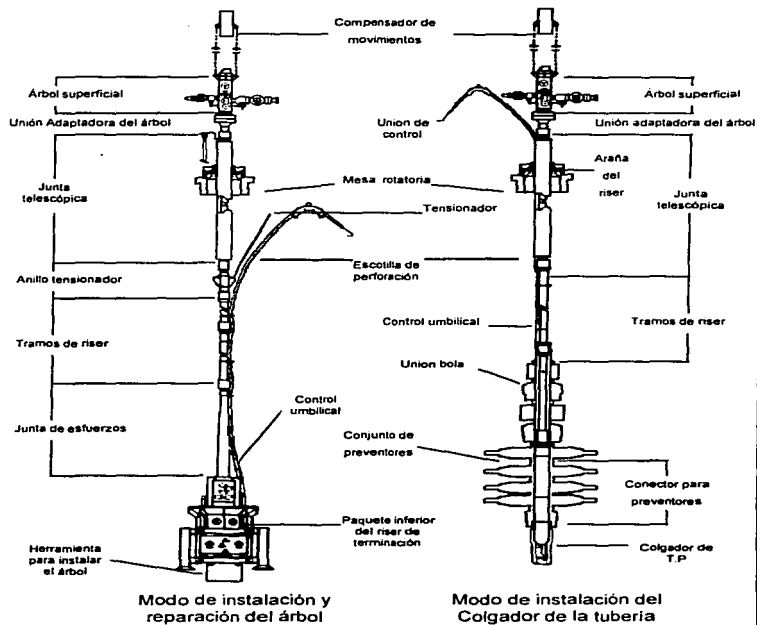


FIGURA 2.2 RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

- Paquete de desconexión de emergencia
- Uniones de esfuerzo
- Unión de tensión
- Junta telescópica
- Unión adaptadora del árbol superficial
- Árbol superficial
- Araña (o mesa rotatoria falsa)
- Herramientas de prueba y de manejo
- Conjunto de preventores para tubería flexible y línea de acero
- Componentes auxiliares diversos

Los cuales a continuación se comentarán.

Unión Adaptadora del Conjunto de Preventores

La unión del conjunto de preventores es una unión especializada del riser de terminación y reparación utilizada cuando el riser de terminación y reparación se despliega dentro de un riser de perforación y de un conjunto de preventores para instalar y recuperar el colgador de la tubería submarina. Proporciona los mismos requerimientos funcionales y estructurales que la unión del riser de terminación y reparación estándar. Además, puede proporcionar las siguientes funciones:

- Unión para las líneas de control y agujeros del riser.
- Cruza desde el riser hasta la herramienta que permite instalar el colgador de la tubería.
- Orientación del colgador de la tubería.
- Extensión anular del conjunto de preventores en el preventor submarino para pruebas, control del pozo y posiblemente en el manejo de herramientas.

Paquete Inferior del Riser de Terminación

El paquete inferior del riser de terminación es el paquete del equipo más inferior en el aparejo del riser cuando se encuentra en el modo de reparación. Proporciona una extensión recuperable separada del árbol submarino para el control rutinario del pozo durante la reparación. Puede consistir de un conjunto de preventores para la línea de acero y para la tubería flexible o de un paquete de válvulas de corte.

Paquete de Desconexión de Emergencia

El paquete de desconexión de emergencia es el segundo paquete del equipo más inferior en el aparejo del riser, normalmente localizado justo arriba del paquete inferior del riser de terminación cuando el riser está configurado para la reparación. Su función es proporcionar un punto de liberación rápida justo arriba del conjunto de preventores en el caso en el que el equipo tenga que viajar o en alguna otra emergencia que pudiera mover al equipo de la localización del pozo. Alternativamente, el punto de desconexión de emergencia está en la unión del carrete de reentrada del árbol. En este caso, el conector inferior del paquete del riser de reparación inferior realizará la función del paquete de desconexión de emergencia y las válvulas del árbol serán utilizadas para el cierre del pozo.

Unión de Esfuerzo

La unión de esfuerzo es una unión especializada del riser. Es la unión del riser más inferior en el aparejo del riser cuando éste está configurado para la reparación. Ésta unión cumple con los mismos requerimientos funcionales y estructurales que la unión del riser estándar. Además, otros dos requerimientos específicos son: la transición de la flexión y el cruce del centro de la línea del agujero.

La unión de esfuerzo proporciona al sistema de riser una zona de transición de rigidez intermedia entre el árbol y el riser. De esta forma, los esfuerzos mayores concentrados se reducen; típicamente, la vida de la fatiga se alarga.

Unión del Riser

La unión del riser consiste de miembros tubulares y de conectores del riser. Las uniones del riser están típicamente provistas en longitudes que varían entre 30 y 50 pies. Uniones más cortas, "uniones pup", pueden también estar provistas para asegurar espacio propio mientras se instala el árbol submarino, el colgador de la tubería ó durante las operaciones de reparación. Los miembros tubulares actúan como una extensión de los agujeros anulares y/o de producción desde el árbol submarino o desde el colgador de la tubería hasta la superficie. Su función básica es contener los fluidos del pozo perforado durante las operaciones de terminación o reparación mientras se provee un acceso vertical a los agujeros anulares y de producción para las operaciones de la línea de acero.

Las uniones del riser pueden ser unidas por conectores de rosca premium o con conectores de especialidad mecánica que proporcionan un medio de desconexión y de conexión fácil de las uniones del riser. El conector puede proporcionar un soporte para

Paquete de Desconexión de Emergencia

El paquete de desconexión de emergencia es el segundo paquete del equipo más inferior en el aparejo del riser, normalmente localizado justo arriba del paquete inferior del riser de terminación cuando el riser está configurado para la reparación. Su función es proporcionar un punto de liberación rápida justo arriba del conjunto de preventores en el caso en el que el equipo tenga que viajar o en alguna otra emergencia que pudiera mover al equipo de la localización del pozo. Alternativamente, el punto de desconexión de emergencia está en la unión del carrete de reentrada del árbol. En este caso, el conector inferior del paquete del riser de reparación inferior realizará la función del paquete de desconexión de emergencia y las válvulas del árbol serán utilizadas para el cierre del pozo.

Unión de Esfuerzo

La unión de esfuerzo es una unión especializada del riser. Es la unión del riser más inferior en el aparejo del riser cuando éste está configurado para la reparación. Ésta unión cumple con los mismos requerimientos funcionales y estructurales que la unión del riser estándar. Además, otros dos requerimientos específicos son: la transición de la flexión y el cruce del centro de la línea del agujero.

La unión de esfuerzo proporciona al sistema de riser una zona de transición de rigidez intermedia entre el árbol y el riser. De esta forma, los esfuerzos mayores concentrados se reducen; típicamente, la vida de la fatiga se alarga.

Unión del Riser

La unión del riser consiste de miembros tubulares y de conectores del riser. Las uniones del riser están típicamente provistas en longitudes que varían entre 30 y 50 pies. Uniones más cortas, "uniones pup", pueden también estar provistas para asegurar espacio propio mientras se instala el árbol submarino, el colgador de la tubería ó durante las operaciones de reparación. Los miembros tubulares actúan como una extensión de los agujeros anulares y/o de producción desde el árbol submarino o desde el colgador de la tubería hasta la superficie. Su función básica es contener los fluidos del pozo perforado durante las operaciones de terminación o reparación mientras se provee un acceso vertical a los agujeros anulares y de producción para las operaciones de la línea de acero.

Las uniones del riser pueden ser unidas por conectores de rosca premium o con conectores de especialidad mecánica que proporcionan un medio de desconexión y de conexión fácil de las uniones del riser. El conector puede proporcionar un soporte para

dominar el peso del aparejo del riser sobre la araña del riser mientras se instala el riser. Los conectores pueden proporcionar puntos de dispersión para las cargas y descargas de las uniones del riser sobre el equipo y del equipo. Las cargas de tensión debidas a la instalación del árbol submarino o al sistema de tensionamiento del equipo son llevadas a través de los miembros tubulares y son transferidas de unión a unión por medio del conector.

Unión de Tensión

La unión de tensión proporciona un medio para el tensionamiento del riser de terminación y reparación con el sistema de tensionamiento del equipo durante el modo de reparación. Cuando esta en uso, la unión de tensión se localiza abajo de la junta telescópica.

Junta Telescópica

La junta telescópica es una unión especializada del riser que esta diseñada para proteger al riser del daño al movimiento ascendente y descendente del equipo. Esta unión puede ser una parte integral de la unión adaptadora del árbol superficial. Cuando está instalada, proporciona una camisa protectora que se extiende a través de la mesa rotatoria. La camisa puede estar en dos partes de tal forma que sea removible.

Unión Adaptadora del Árbol Superficial

El propósito de la unión adaptadora del árbol superficial es conectar la parte inferior del árbol superficial con el riser. La configuración de su agujero debe ser consistente con la unión del riser estándar. Esta unión especializada usualmente se fabrica en el árbol superficial antes de la instalación.

Árbol Superficial

El árbol superficial proporciona control para el flujo de los agujeros anulares y/o de producción tanto durante la instalación del colgador de la tubería como durante las operaciones de terminación y reparación del árbol submarino. Puede proporcionar soporte al peso del sistema de riser de terminación y reparación.

La Araña

La araña se encuentra sentada sobre el impulsor rotatorio o sobre la mesa rotatoria. Proporciona un punto de colgamiento para el riser de terminación y reparación integral. Algunas arañas cerrarán la rotaria por los agujeros del perno de manejo de la flecha en el impulsor maestro.

Con los engranes del perno, la araña puede resistir apriete. Para los risers no integrales, se utilizan el tubo deslizador y las rotarias falsas, en lugar de la araña.

Herramientas de Prueba y de Manejo

Las herramientas para las pruebas y para el manejo del riser son diseñadas para el manejo general de las uniones del riser y de los componentes del riser, soportan el aparejo del riser completo y prueban el sistema de riser antes y durante la instalación y recuperación del equipo.

Preventor para la Línea de Acero y para la Tubería Flexible y Válvulas de Corte

Los ensambles del preventor y de la válvula de corte son mecanismos de control del pozo asociados con el paquete inferior del riser de reparación.

Preventor (WCT- BOP)

Es un preventor submarino afianzado a la parte superior de un árbol submarino para facilitar la intervención de la tubería flexible y de la línea de acero, los arietes del preventor son diseñados para cortar la línea de acero o el colgador de la tubería y sellar el agujero, todo en una operación.

Válvulas de Corte

Son válvulas de compuerta o válvulas bola diseñadas para cortar la línea de acero o el colgador de la tubería y sellar el agujero, todo en una sola operación.

Componentes Auxiliares y Diversos

Los componentes especiales auxiliares y diversos son: abrazaderas umbilicales, herramientas de armado, módulos de flotación, gimbals y rotatorias falsas, aunque no son los únicos.

Abrazaderas Umbilicales

Estas abrazaderas sujetan los umbilicales a las uniones del riser de terminación y reparación.

Herramientas de Armado

Estas herramientas facilitan el armado de los conectores de las uniones del riser.

Módulos de Flotación

Estos módulos están típicamente afianzados o armados al exterior de las uniones del riser de terminación.

Gimbals

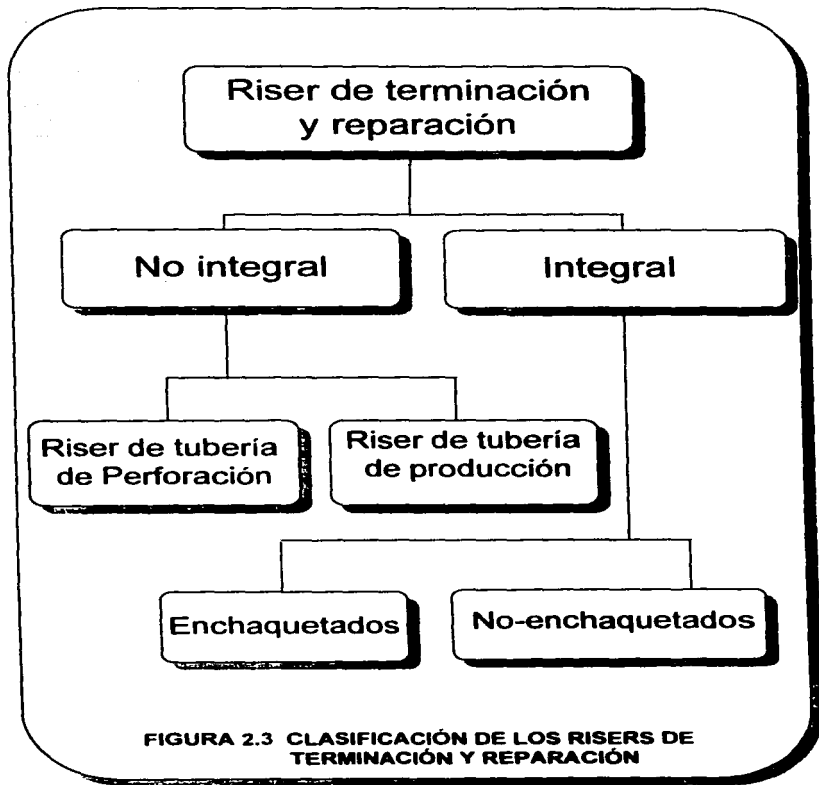
Es la unión entre la araña y la unión del riser.

Rotatorias Falsas

Este componente está sentado sobre la rotaria de perforación y proporciona un perfil de cuñas para sartas de tuberías dobles o triples. Permite alinear al umbilical de la herramienta instaladora del colgador de la tubería dentro del riser de perforación sin interferir con el deslizamiento.

II.3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS RISERS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Existen dos tipos básicos de estos risers que son el no integral y el integral. En la Figura 2.3 se presenta una clasificación de los risers de terminación y reparación.



Riser No Integral

Están hechos de agujeros o sartas anulares y de producción independientes. Normalmente se instalan con uniones ligeramente escalonadas para permitir herramientas convencionales que manejan tuberías de perforación o producción que son usadas para hacer las uniones. Se pueden agrupar en dos tipos que son risers de tubería de perforación y risers de tubería de producción.

Riser de Tubería de Perforación

Consisten de una sarta individual de tuberías de perforación con un control hidráulico umbilical afianzado. Están algo limitados en aplicación y capacidad debido a la limitación de un agujero de acceso único. Son usados típicamente en aplicaciones donde se requieren accesos mínimos en los agujeros o anulares de producción.

Risers de Tubería de Producción

Consisten de una o más sartas individuales de tubería de producción y de un control hidráulico umbilical. Si las sartas de tubería de producción múltiples son utilizadas, cualquiera de ellas puede ser dejada independiente de cada una de las otras, o asegurada a la vez usando algunos tipos de mecanismos de abrazadera. El control hidráulico umbilical es afianzado o atado a una de las sartas de producción.

Riser Integral

Son risers en los cuales los conductos que contienen presión están montados en un ensamble o unión común. Son clasificados típicamente en encaquetado o no encaquetado. La unión del riser integral permite hacer simultáneamente líneas de producción y anulares.

Risers Encaquetados

Este estilo de risers consiste de uno o más conductos a presión alojados dentro de un nido estructural externo. Estos risers deben también contener líneas de control hidráulico dentro del nido estructural. Se usan típicamente en aplicaciones donde se anticipan altas tensiones o cargas de flexión.

Risers No Enchaquetados

Este tipo de risers están constituidos por conductos múltiples a presión que se mantienen juntos por abrazaderas mecánicas o por otros medios y son asegurados por un mecanismo de conexión común. Normalmente se instala un control hidráulico umbilical separado atado al riser.

Son típicamente usados en aplicaciones donde la frecuencia de uso es alta, pero donde las condiciones de carga no son tan severas como para los risers del tipo enchaquetado.

II.3.4 OPERACIÓN DE UN RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Las uniones del riser deberán ser inspeccionadas y restauradas antes de transportarlas hacia el equipo de perforación. Las partes críticas y superficiales son protegidas adecuadamente durante el embarque, el manejo y el almacenamiento temporal.

En la práctica general, las uniones del riser son reinspeccionadas antes y después de cada uso para determinar si ha ocurrido daño durante su utilización, almacenamiento o manejo. Adicionalmente, los risers son inspeccionados por corrosión y pérdida de revestimiento.

Durante la operación del riser es muy importante tomar en cuenta algunas consideraciones de manejo del riser como las siguientes.

- Las consideraciones de empuje y de espacio exterior requieren usualmente que el árbol superficial y la unión adaptadora del árbol superficial estén preensamblados.
- Se debe tomar en cuenta el manejo y soporte del árbol superficial en la torre de perforación. El soporte debe ser considerado debido a los movimientos del sistema de perforación y a la masa del árbol superficial.
- Se deberá considerar el manejo de los umbilicales, así como la preconexión, el llenado, la limpieza y las pruebas del árbol superficial y de su umbilical previo a su almacenamiento en la torre de perforación.

Otras consideraciones que permiten optimizar el manejo del riser son las de instalación. A continuación se comentarán solo las más importantes.

- Las herramientas de armado del conector del riser son seleccionadas por el personal para facilitar el manejo.

- Se darán consideraciones para asegurar que los conectores del riser son armados con los valores prescritos de torque y precarga. También se darán consideraciones para la transmisión del torque a través de la unión y el conector del riser, así como en la araña del riser.
- El diseño del árbol superficial considerará el armado de las líneas de flujo y de prueba anulares y producción. Los requerimientos especiales de las líneas de prueba son considerados como parte de los requerimientos del espacio exterior del árbol superficial.
- Los parámetros de operación del sistema de riser de terminación son monitoreados con detalle y en todo momento para asegurar que el riser está siendo operado dentro de los límites prescrito. Los parámetros de operación generalmente comprenden los empujes, la compensación del sistema flotante y la tensión en la cima.

Dentro de las operaciones específicas del riser las más importantes son las siguientes:

- **La desconexión del riser desde el árbol.** Previo a la desconexión del sistema de riser de terminación y reparación desde el árbol, se deberán considerar las siguientes operaciones:
 - El sistema de riser deberá ser purgado de los hidrocarburos. Esto puede ser llevado a cabo a través de una válvula localizada sobre el árbol o sobre el paquete inferior del riser manno.
 - La tensión específica del riser y el ángulo de liberación son verificados antes de la liberación de la herramienta instaladora del árbol.
- **La desconexión de emergencia.** Si un evento de emergencia, tal como la pérdida de anclaje del sistema flotante o el empeoramiento de las condiciones ambientales, causa una condición de desconexión del riser, la operación de desconexión puede no permitir la purga. Si se utiliza un preventor, se recomienda que el punto de desconexión de emergencia esté sobre el paquete inferior del riser de terminación. Así, el árbol y el paquete inferior del riser de terminación proporcionarán barreras para los fluidos del pozo.

Finalmente dos aspectos muy importantes que se deben tomar en cuenta son la inspección y el mantenimiento. Durante estas etapas se deberán mantener registros de operaciones y establecer programas de inspección para asegurar una rentabilidad operacional alta. Estos registros deberán contener como mínimo la siguiente información:

- Descripción del trabajo (operador, campo, tirante de agua)
- Condiciones ambientales
- Días de utilización
- Descripción del daño
- Registros de inspección y mantenimiento
- Registros de reparación
- Condiciones inusuales de operación

II.4 RISER DE PRODUCCIÓN

Una vez que el aceite de un campo costa fuera tiene que ser conducido, son necesarias diferentes clases de líneas de flujo para recolectar aceite y gas desde el pozo, transportar los hidrocarburos para su proceso y finalmente exportar los hidrocarburos.

Las tuberías que se encuentran entre las instalaciones de producción en el lecho marino y las instalaciones a bordo del sistema de producción flotante son llamadas risers de producción. Las instalaciones en el lecho marino que están unidas al sistema de producción flotante por un riser de producción son las terminaciones en la cabeza del pozo y los múltiples en el lecho marino.

Adicionalmente a la tarea primaria de llevar los hidrocarburos desde la cabeza del pozo o desde los múltiples, los risers son utilizados para transportar otras clases de fluidos para tareas relacionadas a la producción. Para incrementar la recuperación de aceite se requiere de agua a alta presión. Los risers transportan agua a los pozos de inyección. Los sistemas de bombeo neumático dependen de un riser para transportar el gas tratado a los pozos perforados a fin de incrementar la relación del flujo de aceite o de gas.

II.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

La Figura 2.4 presenta, a manera de diagrama, la clasificación de los risers de producción. A continuación se comentará cada uno de los diferentes tipos de risers.

Riser de Agujero Individual

Un riser de agujero individual se define como aquel que posee solo una línea para transportar hidrocarburos u otros fluidos requeridos para la producción, ejemplo agua o gas tratado.

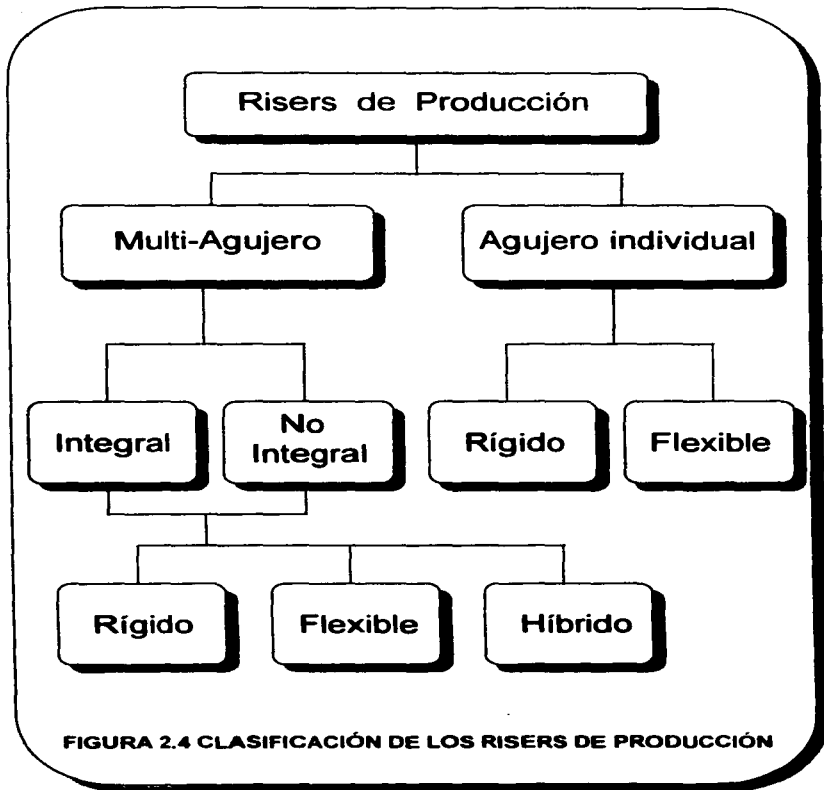


FIGURA 2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

Los risers de agujero individual están usualmente localizados al lado de otro riser individual o múltiple. El principal parámetro que hace que un riser sea clasificado como individual o múltiple es el espaciamiento entre ellos. Si el espaciamiento es demasiado grande para evitar choques (excepto en el caso en el que un riser pierde tensión) y es suficiente para evitar la interacción hidrodinámica, entonces cada riser se comporta independientemente de otros y puede ser clasificado como individual.

Los riser de agujero individual pueden ser rígidos o flexibles. Los materiales son tuberías de acero o tuberías de composición flexible respectivamente. Las propiedades de los materiales son fundamentales para la configuración que el riser pueda adoptar y además, los requerimientos del análisis de respuesta son directamente dependientes del material y de la configuración.

Riser Flexible de Agujero Individual

Los riser flexibles usualmente se clasifican por la configuración que ellos adoptan. Las configuraciones más frecuentes para un sistema de producción flotante se ilustran en la Figura 2.5 y son:

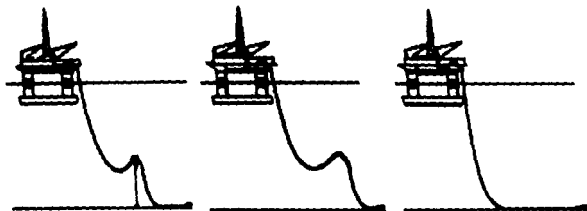
- a) Colgamiento Libre Individual
- b) Doble Colgamiento
- c) Lazy Wave
- d) Steep Wave
- e) Lazy S
- f) Steep S

Riser de Colgamiento Libre

Estos sistemas son los más disponibles para la producción temprana o para el desarrollo temporal de campos en condiciones climáticas promedio (es decir, condiciones no extremas). Requieren una inversión mínima en el equipo. El riser flexible se instala con una configuración catenaria desde el punto de conexión más alto en el sistema de producción flotante directamente hacia el lecho marino, donde el riser puede ser conectado a algún tipo de equipo submarino.

Doble Catenaria Lazy-S

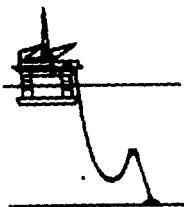
Más sofisticada que el riser de colgamiento libre, la configuración doble catenaria es conveniente para todo tipo de desarrollo de campos, incluso en las peores condiciones del clima. El sistema es utilizado para mejorar ventajas en proyectos de producción que



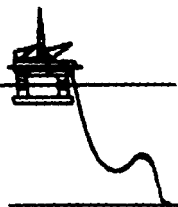
Lazy S

Lazy Wave

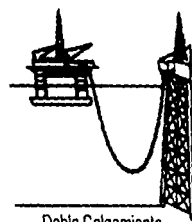
Libre Colgamiento



Steep S



Steep Wave



Doble Colgamiento

FIGURA 2.5 CONFIGURACIONES DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

involucran pozos satélites, o bien, cuando el equipo submarino está localizado a una distancia considerable desde el sistema de producción flotante.

El sistema comprende una línea flexible instalada hacia abajo, desde la conexión más alta en el sistema de producción flotante, hasta una boya subsuperficial y un arco a mitad del agua. La primera catenaria, suspendida entre el flotador y la boya, absorbe la mayor parte del movimiento inducido por las olas y las corrientes. La segunda catenaria corre directamente desde el arco, a la mitad del tirante de agua, para conectar el equipo submarino. La boya subsuperficial está tensionada por medio de una cadena y un lastre. Este sistema usualmente se instala con operaciones sin buzos.

Steep-S Catenaria Simple

Es el sistema más avanzado y está siendo desarrollado como una solución más segura a los problemas encontrados sobre el piso marino en aquellos sistemas de producción donde los equipos submarinos están localizados directamente abajo de las instalaciones del sistema de producción flotante. Aunque son convenientes para todas las condiciones del clima, estos sistemas se adaptan mejor a las condiciones severas del medio ambiente.

El sistema de catenaria simple difiere del de catenaria doble en que el riser por sí mismo es usado para tensionar la boya subsuperficial, terminando en una base de riser en el punto de conexión submarina. Esta configuración proporciona el mejor enlace directo entre las instalaciones superficiales y el equipo submarino. Con la eliminación de las terminaciones en ciclos de la línea de flujo (loops), los sistemas ocupan un mínimo de espacio en el lecho marino, reduciendo así el riesgo de interferencia con otro equipo submarino y daños accidentales de las cadenas del ancla, entre otros riesgos.

Steep Wave

El steep wave es una extensión sencilla de la configuración clásica steep-S. El arco a mitad del agua no figura mucho y los tanques flotantes asociados son reemplazados por módulos flotantes pequeños distribuidos estratégicamente a lo largo del mismo riser flexible. El equipo voluminoso se elimina y como resultado, las técnicas de instalación pueden ser simplificadas. Estas características hacen que el sistema steep-wave sea particularmente atractivo para aplicaciones en aguas profundas. Considerando el comportamiento dinámico, el riser steep-wave es muy similar al steep-s. La flotabilidad está distribuida para alojar la excursión del flotador mientras la tubería flexible mantiene la curvatura y las cargas aceptables en las instalaciones superficiales. Este sistema es especialmente conveniente para incorporarlo en pozos sencillos en producciones de aceite tempranas y/o en sistemas de pruebas temporales.

Lazy Wave

El sistema de riser lazy wave es un resultado de la aplicación del concepto de distribución de flotabilidad a la configuración lazy-s. El arco a mitad del agua, el lastre y el colgador de conexión, son eliminados. Para determinar la distribución más apropiada de los módulos de flotación para cada caso individual, es posible obtener control sobre las cargas ejercidas en las instalaciones del flotador para el sistema de riser. Esto es de considerable importancia en aplicaciones en aguas profundas. Puesto que un sistema de riser Lazy-Wave requiere menos maquinaria que el lazy-s, los procedimientos de instalación son simplificados. Puesto que este sistema es apropiado para cualquier tipo de desarrollo de campos se utiliza para mejorar ventajas en proyectos de producción involucrados en pozos satélites y/o sistemas de exportación flotantes.

Riser Rígidos de Agujero Individual

La aplicación principal de un riser rígido de agujero individual se encuentra en las Plataformas de Patas Tensionadas (TLP). El riser rígido de agujero individual tiene una configuración vertical y proporciona una unión entre las instalaciones en el lecho marino y las instalaciones de proceso a bordo, como se ilustra en la Figura 2.6.

Estos risers requieren tensionadores a fin de proporcionar estabilidad, así como compensadores de esfuerzo, por lo que hasta cierto punto son similares a los riser de perforación marinos.

Los riser constan de un tensionador, uniones en la cima, conectores de fondo y uniones de tubería hechas de tuberías sin costuras y unidas al mismo tiempo por conexiones roscadas.

Riser Multiagujero

Son los tipos más frecuentes de riser de producción. En un riser multiagujero varias líneas son atadas al mismo tiempo en diferentes formas, como se ilustra en la Figura 2.7. Generalmente pueden ser agrupados como:

- a) Compacto tensionado
- b) Riser tensionado con brazos levantados para soportar líneas pequeñas
- c) Riser de cable tensionado en el lecho marino para soportar armaduras flexibles

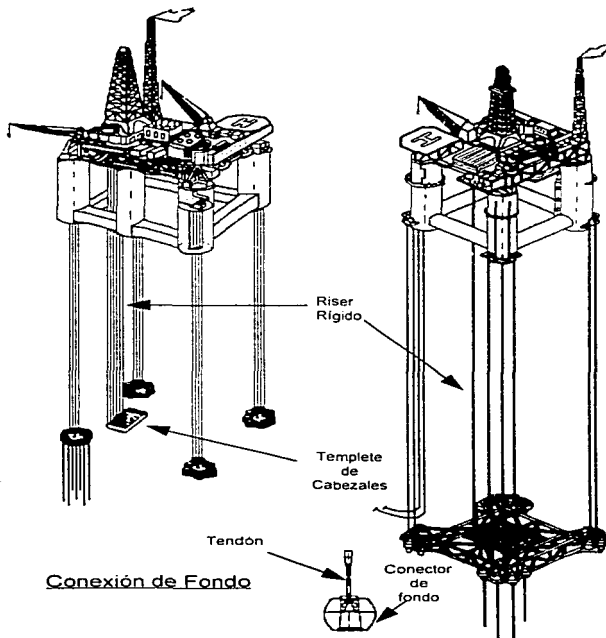
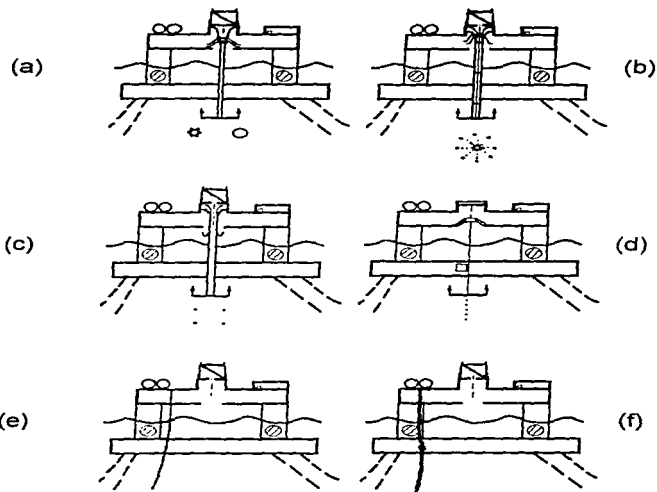


FIGURA 2.6 RISER RÍGIDO DE AGUJERO INDIVIDUAL



Esta figura presenta los risers utilizados con sistemas de producción flotantes, las figuras (a) a (f) son sistemas alternativos:

- (a) Tensionado compacto
- (b) Riser tensionado con brazos stand-off que soporta líneas pequeñas
- (c) Arreglo de un riser individual tensionado
- (d) Riser de cable tensionado para soportar armaduras flexibles
- (e) Risers individuales de catenaria flexible
- (f) Riser de catenaria flexible con línea de acero

FIGURA 2.7 RISER MULTIAGUJERO

Como se vio, el espaciamiento entre los diferentes risers hace la diferencia entre risers de un sólo agujero y risers de agujero múltiple. En este último caso, el espaciamiento es tal, que el conjunto de risers tiende a comportarse como uno solo. A fin de evitar el choque, los soportes, que también proporcionan un espacio constante, se encuentran alineados a lo largo del riser. El valor del espaciamiento proporcionado por los soportes dicta si ocurrirá o no una interacción hidrodinámica entre los diferentes risers. Es precisamente el valor de la restricción estructural proporcionada por los soportes lo que clasifica a los risers multiagujero en dos: Integral y no Integral.

Riser No Integrales

Un riser no integral está constituido por un riser de explotación principal rodeado por risers de diámetro más pequeño para otros servicios, como se ilustra en la Figura 2.8.

La principal característica de un riser no integral es que los brazos guía son rígidos, permitiendo solo translación relativa pero no rotatoria de las piezas del riser en los nodos. También, otra característica importante es que cada una de las líneas está tensionada individualmente desde el área de la escotilla del sistema flotante.

Riser Integral

Un riser integral está compuesto de un riser central rodeado por riser más pequeños, de una manera casi idéntica a un riser no integral. Sin embargo, los soportes contienen a ambas, a las deflexiones y a las rotaciones de los nodos relacionados. Todo el riser está tensionado como una unidad. Por lo tanto, un riser integral puede ser analizado por modelos compuestos, debido a que el riser tiende a actuar como una sola unidad.

Risers Rígidos, Flexibles e Híbridos

Los risers integral y no integral pueden ser construidos con diferentes tipos de tubería, conocidas como rígidas, flexibles o una combinación de ambas (híbridas).

Un ejemplo de un riser no integral rígido se ilustró en la Figura 2.8. En este caso los risers están constituidos con un tubo rígido. Los risers integrales están constituidos con tubos rígidos debido al esfuerzo localizado que será generado en el contacto entre el tubo y las abrazaderas de soporte.

Los risers multiagujero que hacen uso de un tubo flexible son usualmente no integrales.

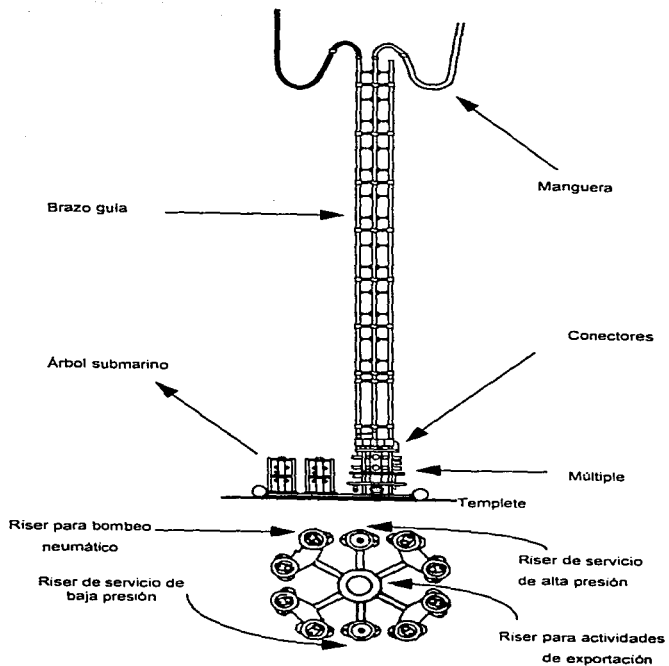


FIGURA 2.8 RISER NO INTEGRAL

Un riser híbrido se ha utilizado como una opción para que los sistemas sean capaces de operar con seguridad y eficiencia en medios ambientes hostiles y de aguas profundas. Un riser híbrido esta compuesto de dos partes principales que son:

- a) Un riser rígido sumergido
- b) Un sistema de riser flexible en la zona de olas para la instalación flotante.

La Figura 2.9 representa un ejemplo de un riser híbrido, en la cual la sección rígida del riser es no integral y las tuberías flexibles enlazan sobre las instalaciones abordo con la cima del riser rígido.

II.4.2 COMPONENTES DE UN RISER DE PRODUCCIÓN

A continuación se describirán cada uno de los componentes principales de los risers de producción rígidos y flexibles, ya que son las configuraciones fundamentales.

A. COMPONENTES DE UN RISER DE PRODUCCIÓN RÍGIDO

Sistema Tensionador y Compensador de Movimiento

Los sistemas tensionadores y compensadores de movimiento proporcionan tensión axial constante para soportar y estabilizar el riser mientras el sistema flotante se mueve verticalmente y/o lateralmente con el viento, las olas y las corrientes. Típicamente, las unidades tensionadoras hidroneumáticas y neumáticas utilizan pistones múltiples y arreglos de cilindros operados en conjunto con acumuladores de presión de gas controladora.

Uniones del Riser

Conectan las líneas del fluido y los elementos estructurales en la interface entre las uniones del riser. Típicamente los mecanismos de unión incluyen roscas y bridas de cierre. Las uniones del riser tienen una resistencia igual o mayor a la de los elementos que conectan.

Mecanismos Controladores de Momentos

Un mecanismo controlador de momentos es utilizado para minimizar el esfuerzo de flexión o para controlar la curvatura, como en el caso de los risers de perforación.

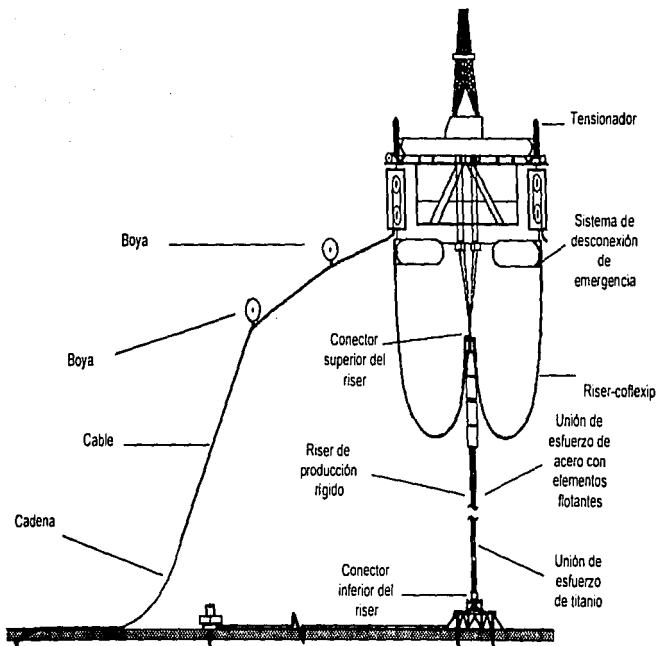


FIGURA 2.9 RISER HÍBRIDO

Dispositivos tales como la unión bola y las uniones flexibles elastoméricas reducen el esfuerzo de flexión inducido por los momentos angulares relativos a lo largo del riser. Cuando se requiere controlar la curvatura, típicamente se utilizan las uniones telescópicas.

Conectores

Los conectores son utilizados para unir al riser a una terminación submarina y proporcionar continuidad estructural.

Los conectores consisten de un medio pasivo (generalmente un centro macho ó mandril) y de un medio activo (generalmente un mecanismo conector hembra). El elemento activo esta generalmente sujetado al riser para que pueda ser recuperado. Los conectores pueden ser activados hidráulicamente o mecánicamente.

Estructuras de Estabilización y Equipo Guía

Las estructuras de estabilización restringen lateralmente las líneas de flujo individuales, las cuales deben estar diseñadas para soportar cargas estáticas y dinámicas.

El equipo guía es utilizado para dirigir y orientar al riser hacia el equipo localizado en el piso marino.

Mecanismos de Flotación

El mecanismo de flotación, en forma de módulos de espuma o de botes llenos de aire, puede ser adherida al riser para reducir la tensión superior aplicada exteriormente.

También puede actuar como un aislador para reducir la pérdida de calor de las líneas de producción.

Instrumentación

La instrumentación del riser puede ser deseable como una ayuda en operaciones o en la recolección de datos para la confirmación de los métodos de análisis de diseño. La instrumentación puede incluir la medida de los ángulos superiores e inferiores, del esfuerzo, del movimiento y de las presiones internas y externas. Estas instrumentaciones pueden estar empaquetadas en una unión dispuesta especialmente y

denominada unión del riser instrumentada o pueden ser afianzadas a una unión del riser.

Sistema de Control y Líneas Auxiliares

Proporcionan servicios a las líneas auxiliares, los cuales son:

- Señales de monitoreo y de control para los equipos submarinos y para la instrumentación, incluyendo las funciones del riser y todas las otras funciones submarinas (por ejemplo el control de la válvula del árbol).
- Fuente de poder (hidráulico/ eléctrico) para el equipo submano.
- Fuente de aire para los mecanismos de flotación del riser.

Métodos de Supresión de la Vibración

Este equipo del riser suprime las vibraciones hidrodinámicas y al mismo tiempo también puede reducir el arrastre del fluido.

La susceptibilidad del riser a tales vibraciones depende de la ocurrencia de la frecuencia natural estructural y una frecuencia de vórtice actuando sobre una longitud sustancial del riser. Se deben realizar análisis para determinar la probabilidad de ocurrencia de este fenómeno.

Se utilizaron con éxito costuras helicoidales y cabos perforados para suprimir las vibraciones inducidas por vórtice. Se utilizaron estructuras hidrodinámicas en aplicaciones de perforación para suprimir las vibraciones y para reducir el arrastre.

Transición de las Uniones de las Tuberías

El extremo inferior de los risers de producción comprende medios para colocar las trayectorias del flujo a través o alrededor del conector estructural del riser y en el interior de las tuberías sobre el templete. La base del riser, los conectores y las trayectorias del flujo deben soportar cargas y ángulos extremos preestablecidos en el análisis del riser.

Las conexiones del extremo superior generalmente son líneas de conexión flexible (jumpers) unidas a las instalaciones montadas en la cubierta. Estos tubos flexibles deben comprender rangos suficientes de movimiento para soportar movimientos extremos del sistema de producción flotante. Los tubos flexibles generalmente están

sujetados a una pieza rígida (cuello de ganso) que gira el extremo superior de las líneas hacia abajo en la parte superior del riser.

B. COMPONENTES DE UN RISER DE PRODUCCIÓN FLEXIBLE

Instalaciones Finales del Tubo Flexible

Cada extremo de un segmento del tubo flexible se termina con instalaciones finales. La integridad de la presión y la capacidad de los cojinetes de carga de las instalaciones deben ser mayores a las de la tubería. Las instalaciones finales son por sí mismas terminadas en una brida, centro, mandril o algún otro sistema de unión.

Rígidizador de Flexión

Los rigidizadores de flexión son elementos con forma cónica o piramidal instalados arriba del tubo flexible para mantener su curvatura dentro de los límites recomendados.

Limitador del Movimiento

Un limitador del movimiento usualmente se instala para proteger al riser de las cargas estáticas y/o de los movimientos continuos de instalaciones mayores impuestos por sistemas de producción flotantes. Consiste de un mecanismo externo que limita el radio de curvatura del tubo flexible.

Mecanismos de Flotación

La flotación se agrega al sistema de riser flexible a fin de reducir la tensión en la cima y permitir movimientos mayores del sistema flotante. La fuerza de flotación es transmitida al riser a través de la caja del tubo o por una distribución de los módulos afianzados directamente al riser.

Caja del Tubo

La caja del tubo proporciona soporte intermedio para el tubo flexible entre el piso marino y el sistema flotante y también puede restringir la curvatura del tubo. El riser se afianza a la caja del tubo para impedir fallas.

Base del Riser

La base del riser esta sujeta al tubo flexible, o a su boya de soporte en el piso marino, para controlar los movimientos. La base del riser puede ser un lastre o una estructura apilada. El riser flexible puede ser conectado a una instalación en el piso marino o continuar hacia otra localización.

Sistema de Desconexión de Emergencia

El sistema de desconexión de emergencia puede ser utilizado para unir el sistema de riser al sistema flotante. Los sistemas de desconexión pueden estar equipados con mecanismos preventores de derrames, los cuales se activan antes de la desconexión.

II.4.3 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN RISER DE PRODUCCIÓN

A. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN RISER DE PRODUCCIÓN RÍGIDO

Las operaciones de instalación de un riser de producción rígido pueden considerarse similares a las de los risers de perforación. Con la diferencia de que los múltiples del templete del pozo toman el lugar de los preventores de perforación. En operaciones no muy profundas, los risers pueden ser instalados con líneas guía afianzadas permanentemente al sistema de producción flotante.

Cuando los sistemas de producción flotantes son conducidos y permanentemente anclados encima del templete, la primera etapa es colocar las líneas guía en los postes guía del templete. La primera línea guía puede ser colocada mediante técnicas de perforación que no utilizan líneas guía y las tres subsecuentes por el uso de un armazón guía especial. Otra opción es utilizar buzos para colocar las líneas guía.

Después, el paquete inferior del riser es conducido por encima de la escotilla. El procedimiento en este punto supone que el múltiple del riser ha sido instalado y conectado al templete. Entonces las líneas guía son insertadas dentro de los embudos guía del montaje.

Después las líneas umbilicales del sistema de control son conectadas a sus respectivas terminaciones y el paquete está preparado para ser bajado a los múltiples ya instalados en el templete.

La unión del primer riser está enroscada al conjunto inferior del riser, los brazos de la araña se extienden aparte y el conjunto es bajado dentro de la escotilla abierta. Las uniones sucesivas del riser son añadidas al aparejo e instaladas a través de la mesa

rotatoria. Las uniones acopladas son enroscadas en el piso de perforación en la cima de la subestructura mientras la línea está suspendida en una araña. Bajo la subestructura, las líneas umbilicales de control están sin carrete desde el tambor de almacenaje y firmemente atadas a las uniones del riser para evitar que se enrolen alrededor del riser cuando éste está bajo la acción de olas o corrientes.

Cuando el paquete inferior del riser está dentro de los 20 pies del multimandril, la última unión del riser es levantada con una larga herramienta que puede alcanzar desde el piso de perforación hasta los brazos de la araña en la escotilla, aproximadamente 40 pies abajo. El riser está colgado de la araña permitiendo la instalación del paquete del riser superior almacenado debajo de la subestructura.

El cable de acero tensionador del riser esta conectado al tensionador del sistema flotante. Las mangueras de flujo pueden ser conectadas ahora o después de que el riser entero haya sido conectado al múltiple y tensionado. Ahora, el paquete entero del riser superior es levantado con una herramienta, la cual está sujeta al compensador de movimiento a través del gancho. Los tensionadores del riser son extendidos a toda su longitud. El paquete enroscado es lentamente bajado hacia el multimandril con cada vez más peso siendo compensado por los tensionadores. Cuando el conector del paquete inferior del riser está en la cima del multimandril, el conector es cerrado en el lugar y los tensionadores son inmediatamente colocados para la tensión requerida.

Ahora, el riser de producción es instalado y tensionado. Las mangueras, si no fueron conectadas previamente, pueden ser instaladas ahora.

Los preparativos finales pueden ser realizados verificando la presión del múltiple de las válvulas y el funcionamiento conveniente del sistema de control para las funciones del múltiple.

Los procedimientos de recuperación de un riser normal son exactamente inversos a los procedimientos de instalación con la excepción de que el múltiple de producción permanece en el lugar y todas las líneas que contienen aceite son desalojadas.

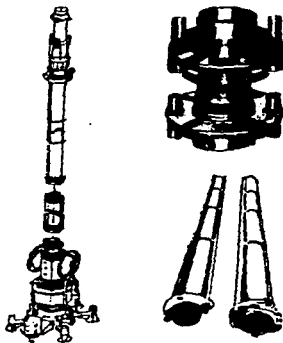
Cuando existe la necesidad de desconectar un riser, éste es desconectado en el conector que se encuentra entre el paquete inferior del riser y el múltiple. La desconexión es activada con el sistema de control y después es llevada acabo. Todos los pozos submarinos y las válvulas múltiples deben ser cerradas ya que se pierden todas las funciones de control por la desconexión del riser.

B. PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE UN RISER DE PRODUCCIÓN FLEXIBLE

Para el caso del riser de producción flexible solo se comentarán dos aspectos relevantes y diferentes de los risers de producción rígidos como son:

- a) **Monitoreo.** El área será marcada con un arreglo conveniente de radios faro de respuesta para ayudar a localizar la base del riser y colocar al riser en la trayectoria correcta de la catenaria. Durante el levantamiento, el riser es revisado visualmente a la torsión, a la abrasión y a otros daños superficiales. Si los mecanismos de flotación están conectados al riser, no son revisados. Mientras se esté bajando el riser, los radios de curvatura del riser son visualmente monitoreados y controlados para mantenerlos dentro de los límites de diseño.
- b) **Inspección posterior a la instalación.** El riser instalado es inspeccionado desde la conexión del sistema flotante hasta la conexión de la base, usando buzos o vehículos operados remotamente (ROV's). La orientación correcta del riser se verifica. La trayectoria de la sección de la catenaria sobre el piso marino es monitoreada y revisada para evitar interferencia con las líneas individuales del riser. Si la construcción del tubo flexible incorpora un sistema de ventilación para el gas libre, el gas ventilado es eliminado con seguridad.

CAPITULO III



METODOLOGÍA
PARA EL
ANÁLISIS

III.1 INTRODUCCIÓN

Como los requerimientos para la explotación de aceite y gas costa fuera tienden a moverse hacia aguas más profundas y a medios ambientales más severos, la confiabilidad en el diseño se ha vuelto proporcionalmente más estricta. Las técnicas analíticas y numéricas empleadas para el diseño de risers costa fuera han evolucionado. Los primeros risers fueron diseñados principalmente con análisis estáticos únicamente. Más tarde se comprobó la necesidad de incluir también el análisis dinámico. Desde entonces las fuerzas dinámicas se convirtieron en las más importantes.

III.2 TEORÍAS DEL ANÁLISIS DE LOS RISERS

Las teorías básicas empleadas para los risers rígidos, flexibles, integrales y no integrales están basadas en los mismos principios y métodos. Sin embargo, hay diferencias en el tratamiento debido a las particularidades entre los diferentes sistemas de riser.

La Figura 3.1 presenta las técnicas de análisis más importantes aplicables a los risers costa fuera. Es importante notar que los efectos no lineales no son descritos, sin embargo, pueden ser introducidos en cualquiera de los análisis estáticos o dinámicos alternativos.

III.2.1 TÉCNICAS ANALÍTICA Y NUMÉRICA

Los problemas de análisis dinámico y estático asociados con los riser costa fuera pueden ser representados por medio de ecuaciones diferenciales. La solución de las ecuaciones diferenciales puede ser dividida en 2 aproximaciones, llamadas analítica y numérica.

Las técnicas de solución analítica implican encontrar funciones de forma aproximada que satisfagan a las ecuaciones que gobiernan un intervalo dado. Es decir, una solución analítica debe ser encontrada para el grupo original de ecuaciones diferenciales. En este caso tanto la formulación como la solución del problema son continuas en el sentido de que no se han discretizado numéricamente. Esto es, la solución varía en forma continua. Con frecuencia la determinación de las soluciones analíticas involucran algunas formas de iteración. Esta situación se presenta porque hay muchas variables desconocidas en la solución. Los valores para algunas de las variables desconocidas son inicialmente asignados en forma explícita. Una vez que se determina la solución, se hace la corrección para los valores asignados inicialmente, sujeta a la satisfacción de las condiciones límite requeridas.

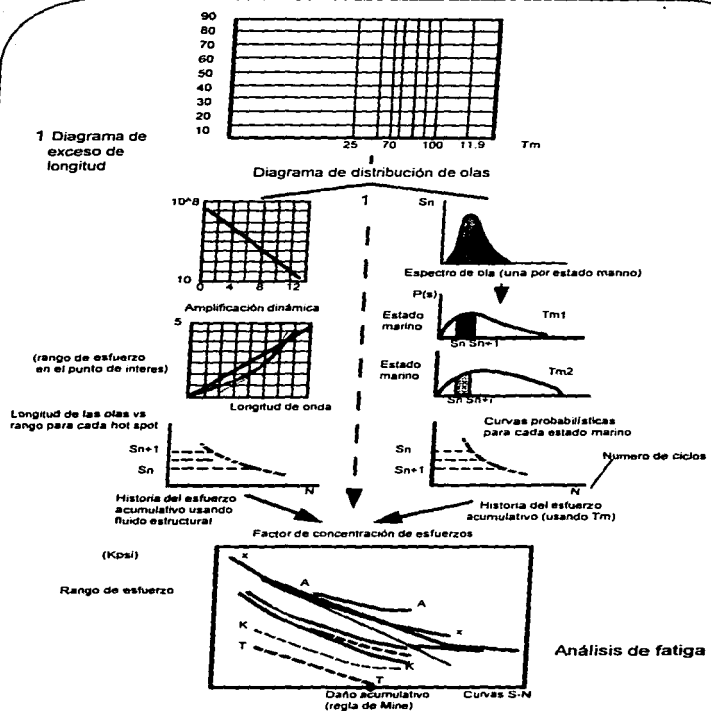


FIGURA 3.1 TÉCNICAS DE ANÁLISIS APLICADAS A RISERS COSTA AFUERA

Para resolver problemas grandes y complejos que involucran ecuaciones diferenciales, deberán utilizarse técnicas numéricas. La técnica numérica más usada en ingeniería es el Método del Elemento Finito (MEF).

El MEF es un procedimiento numérico que permite obtener soluciones aproximadas para ecuaciones diferenciales que involucran problemas de valores límites. Este método surge de la idea física de discretizar un elemento continuo por medio de elementos pequeños, los cuales pueden ser analizados separadamente por medio de la modelación de las reglas físicas sobre cada elemento. La discretización permite reducir las ecuaciones diferenciales gobernantes a una serie de ecuaciones diferenciales ordinarias sobre cada elemento de la discretización. De esta manera cada una de las variables físicas son expresadas como la suma de los pesos de un valor finito en los nodos de los elementos y el comportamiento de cada uno de los elementos debe ser continuo a través de cada elemento límite.

III.2.2 ANÁLISIS ESTÁTICO

El análisis de los risers marinos estuvo basado en la ecuación diferencial general que representa una viga cargada lateralmente:

$$\frac{d^2}{dz^2} [EI(z)] \frac{d^2 y}{dz^2} + P(z) \frac{d^2 y}{dz^2} + W \cdot (z) \frac{dy}{dz} = F \cdot (z) \quad (1)$$

donde:

E	=	Módulo de elasticidad de Young
I	=	Momento de inercia
P	=	Fuerza axial total
W	=	Peso total por unidad de longitud
F	=	Fuerza horizontal por unidad de longitud

Burke resolvió la ecuación de cuarto orden de la viga por medio de una integración numérica a lo largo del riser. Recientemente se encontró que la presión hidrostática externa e interna afecta a la tensión axial, por lo que la ecuación diferencial usada previamente debe ser modificada. Cuando las distribuciones de la presión hidrostática externa e interna se resuelven para fuerzas horizontales y verticales, la ecuación de la viga cambia a la siguiente forma.

$$\frac{d^2}{dz^2} [EI(z)] \frac{d^2 y}{dz^2} - [T(z) + A_0 I_0 - A_1 I_1] \frac{d^2 y}{dz^2} - (v_0 \cdot I_1 - v_1 \cdot I_0 + v_2 \cdot I) \frac{dy}{dz} = F \cdot (z) \quad (2)$$

donde:

S	=	Peso por unidad de volumen del material del tubo
A _s	=	Área de sección transversal de la pared del tubo
A ₀	=	Área de sección transversal del agujero del riser y de la pared
A _i	=	Área de sección transversal del agujero del riser únicamente
ρ ₀	=	Peso específico del agua marina
ρ _i	=	Peso específico en el interior del riser
P ₀	=	Presión hidrostática externa
P _i	=	Presión hidrostática interna

Es importante notar que el coeficiente de la segunda derivada en la ecuación (2) es denominado algunas veces tensión efectiva o tensión real y está dada por:

$$T_e = T_0 + A_0 P_0 - A_i P_i \quad (3)$$

Donde T_0 es la tensión mínima inicial. Esto demuestra que el efecto de la presión hidrostática externa es similar al de una fuerza axial tensil donde la presión interna corresponde a una fuerza compresiva. El análisis estático de la fuerza de un riser marino usualmente se lleva a cabo por medio del MEF, ya que requiere menor tiempo de cómputo para cada caso, por lo que se pueden estudiar en poco tiempo una variedad de configuraciones de risers y condiciones ambientales.

La desventaja de la aproximación estática es que bajo ciertas circunstancias los efectos dinámicos pueden modificar de manera importante la predicción de la deflexión y del esfuerzo, proporcionando así un análisis estático insuficiente para los propósitos de diseño. Por lo tanto, los análisis estáticos pueden ser considerados como el primer paso en el proceso de diseño de los risers costa fuera y serán usualmente seguidos por un análisis dinámico. Sin embargo, se acepta que el análisis estático de risers es hoy una tarea directa y no presenta incertidumbres importantes cuando se trata de sistemas de riser simples.

III.2.3 ANÁLISIS DINÁMICO

En el contexto de la terminología del análisis dinámico, el término dinámico deberá ser entendido como una variación con el tiempo. Por lo tanto, en un sentido general, el objetivo de el análisis dinámico es determinar la respuesta de variación con el tiempo de una estructura, esto es, las deflexiones y esfuerzos resultantes a una carga (dinámica)

de variación con el tiempo. Los resultados generalmente se presentan como una historia.

Modelos de Discretización

La primera etapa de la realización de un análisis dinámico numérico es la discretización de la estructura. Esta consiste en subdividir la estructura en masas concentradas o elementos finitos a fin de modelar las adecuadamente las propiedades de la masa y de la rigidez. Una característica de los problemas dinámicos es que el desplazamiento de la masa o de las masas de la estructura produce fuerzas de inercia que resisten la aceleración producida por el movimiento. Por lo tanto, es necesaria una discretización de la masa de la estructura, para simplificar la definición de los desplazamientos del riser y de las aceleraciones, en los puntos discretos seleccionados.

Los métodos más empleados en la discretización son el Modelo de Masa Concentrada (LMM) y el Método del Elemento Finito (MEF).

En el LMM la masa de la subestructura está concentrada en puntos discretos. La idealización del MEF de la estructura implica dividir el riser en un número apropiado de segmentos o elementos finitos, cada uno de los cuales posee una distribución de masa y propiedades de rigidez. Los extremos de los segmentos, los cuales están interconectados, son llamados puntos nodales o simplemente nodos. La deflexión de la estructura entre los puntos nodales está representada por medio de una función de desplazamiento llamada función interpoladora. Entonces por la reunión de las propiedades del riser en los puntos nodales se establecerá un grupo de ecuaciones simultáneas lineales y su solución proporciona la solución del problema dinámico.

Ecuaciones de Movimiento

Como se ha mencionado, el objetivo del análisis dinámico es determinar la respuesta de la estructura a su carga dinámica. Una de estas respuestas es el desplazamiento dependiente del tiempo, desde el cual el esfuerzo puede ser deducido. La expresión matemática que define el desplazamiento se denomina Ecuación de Movimiento de la Estructura y la solución de esta ecuación proporciona la historia de desplazamiento requerido.

La formulación de la ecuación de movimiento de un sistema dinámico es posiblemente la más importante y algunas veces la fase más difícil del procedimiento del análisis total.

Se han empleado diferentes métodos para formular la ecuación de movimiento. Sin embargo, se ha reconocido que las ecuaciones de movimiento para una estructura

discretizada de varios grados de libertad, como es el caso de un sistema de riser costa fuera, se pueden escribir en la siguiente forma matricial:

$$[M]\{\ddot{X}\} + [C]\{\dot{X}\} + [K]\{X\} = \{F\} \quad (4)$$

donde:

$[M]$	=	Matriz de masa
$[C]$	=	Matriz de amortiguamiento
$[K]$	=	Matriz de rigidez
X	=	Vector de desplazamiento
\dot{X}	=	Vector de velocidad
\ddot{X}	=	Vector de aceleración
F	=	Vector de fuerza

La matriz de masa representa las masas del riser suponiendo que están concentradas en los puntos nodales.

Para un modelo de masa concentrada en el cual únicamente se considera los grado de libertad de traslación, la matriz de masa tiene una forma diagonal, es decir, únicamente los elementos de la diagonal principal tienen valores diferentes de cero.

Al hacer uso del método del elemento finito se puede evaluar la influencia de la masa de cada uno de los nodos sobre los nodos adyacentes, haciendo uso de una función interpoladora. El resultado de esto es una matriz de masa, la cual es de forma de banda. Los elementos inmediatamente próximos y paralelos a los de la diagonal principal son diferentes de cero y representan la influencia de la masa de un nodo sobre los nodos adyacentes. La amplitud de la banda de la matriz es la amplitud del campo de influencia de los nodos. En este caso la matriz de masa se denomina matriz de masa consistente.

La matriz de amortiguamiento representa la disipación de la energía dentro del sistema, como una función de la velocidad de los desplazamientos. La matriz de amortiguamiento usualmente se basa en funciones de interpolación, correspondientes a la formulación del elemento finito y están afectadas por un coeficiente de amortiguamiento el cual se establece a partir de experimentos en estructuras similares.

La matriz de rigidez representa la rigidez del sistema, es decir cada uno de los coeficientes de la matriz de rigidez representa una fuerza desarrollada en la estructura, cuando una unidad de desplazamiento correspondiente a un grado de libertad, ya sea

de translación o de rotación, se aplica a un nodo, mientras que el desplazamiento en los nodos restantes no se permite. En el caso estático, esta matriz es multiplicada por el vector desplazamiento, como en la ecuación 4, proporcionando la fuerza desarrollada en la estructura debido a tales desplazamientos. Sin embargo, el proceso es usualmente lo contrario, el vector fuerza es conocido y el vector desplazamiento no es conocido, por lo tanto el problema consiste en resolver este sistema de ecuaciones para el vector desplazamiento.

El vector de fuerza externa, F , depende también del tiempo y en el caso particular de risers costa fuera representa a las fuerzas actuando sobre el riser debido a las cargas generadas por las olas y las corrientes. Las cargas generadas por las olas en los cilindros delgados, como las tuberías o los risers costa fuera, han sido determinadas por O'Brien y Morison y tienen la siguiente forma:

$$F = \frac{1}{2} \rho U |U| C_d + \frac{\rho \pi D^2}{4} \dot{U} C_m \quad (5)$$

donde:

F	=	Fuerza hidrodinámica
ρ	=	Densidad del agua
U	=	Velocidad de la partícula de agua
D	=	Diámetro del riser
\dot{U}	=	Aceleración de la partícula de agua
C_d	=	Coefficientes de arrastre
C_m	=	Coefficientes de inercia

Las características del vector de carga dan lugar a dos aproximaciones importantes para resolver la ecuación de movimiento: la determinística y la no determinística. La Figura 3.2 presenta un resumen general de las diferentes opciones aplicables a la solución de la ecuación de movimiento.

Cuando el tipo de cargas es determinístico, es decir la variación del tiempo de la carga es completamente conocida, incluso si su carácter es totalmente oscilatorio o irregular, se acostumbra a llamarlas "cargas dinámicas prescritas". Las cuales se dividen en dos categorías: periódicas y no periódicas.

Las cargas periódicas más simples son de tipo armónico mientras las cargas no periódicas pueden ser representadas como la suma de una serie de componentes armónicos simples por medio del análisis de Fourier. Las cargas periódicas pueden ser también analizadas en el dominio del tiempo o de la frecuencia. Se dice que la carga es no determinística o dinámica aleatoria cuando el tiempo de variación no es

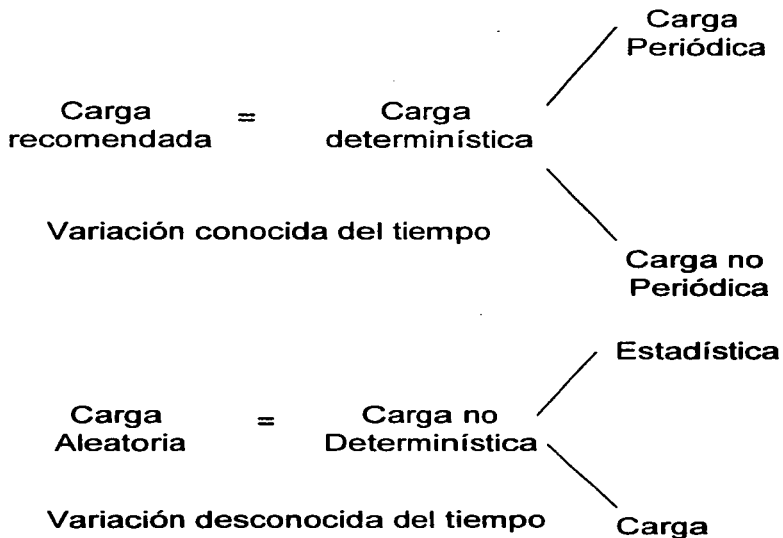


FIGURA 3.2 ANÁLISIS DINÁMICO

completamente conocido pero puede ser determinado por medios estadísticos. El análisis dinámico correspondiente es también llamado análisis dinámico no determinístico y utiliza los conceptos matemáticos de probabilidad. En los análisis de estructuras costa fuera la tendencia en los análisis no determinísticos ha sido emplear el concepto de técnicas espectrales.

III.2.4 ANÁLISIS DEL DOMINIO DE LA FRECUENCIA

Este método requiere la linealización de las ecuaciones de movimiento y de la función de la fuerza hidrodinámica. La linealización es necesaria porque el movimiento total es expresado como una suma de componentes armónicos. Después, por medios algebraicos o numéricos se puede lograr una solución para cada uno de los componentes armónicos de la función de fuerza. Finalmente las respuestas armónicas son superpuestas obteniéndose la respuesta estructural total. Si las propiedades del sistema no son muy lineales entonces la superposición de las soluciones no es posible.

Una disposición práctica del análisis aplicable al dominio de la frecuencia es suponer una solución de la ecuación de movimiento en la forma:

$$X = X_j e^{-i\omega t} \quad (6)$$

La función de fuerza también puede ser expresada de la siguiente forma:

$$F = F_j e^{-i\omega t} \quad (7)$$

donde: X_j y F_j son las amplitudes del desplazamiento y de la fuerza, respectivamente.

Sustituyendo las ecuaciones (6) y (7) en la ecuación (4) se forma un sistema de ecuaciones lineales simultáneas. Las cuales pueden ser establecidas en forma de matriz y resueltas por técnicas numéricas estándar.

Estos procedimientos son aplicables al análisis determinístico. Sin embargo, el análisis del dominio de la frecuencia puede ser usado en conjunto con las aproximaciones probabilísticas. En este caso la solución se logra suponiendo que la energía total de un estado marino y su densidad espectral asociada son estacionarios en algún momento. La aplicación práctica de las aproximaciones probabilísticas involucran la determinación de una función de transferencia, la cual es la relación entre las amplitudes complejas de la señal de salida, que es la respuesta de la estructura $S(W_n)$, y la señal de entrada ξ (W_n), que es el espectro de la ola.

$$H(Wn) = \frac{S(Wn)}{\xi(Wn)} \quad (8)$$

Después de una manipulación posterior es posible determinar la densidad de energía espectral de las señales de entrada y de salida ya que su relación es proporcional al cuadrado de la relación de las amplitudes correspondientes a los componentes de la respuesta.

$$\frac{S_{ss}(Wn)}{S_{zz}(Wn)} = |H(Wn)|^2 \quad (9)$$

donde:

S_{ss}(Wn) = Densidad espectral del espectro de respuesta de la estructura
 S_{zz}(Wn) = Densidad espectral de un estado marino dado

Una vez que la función de transferencia ha sido establecida, puede ser utilizada en un análisis probabilístico.

III.2.5 ANÁLISIS DEL DOMINIO DEL TIEMPO

El análisis dinámico del dominio del tiempo es especialmente conveniente cuando se conocen las no linealidades del sistema, las cuales van a ser tomadas en consideración. El procedimiento consiste de una integración etapa por etapa de la ecuación de movimiento.

El análisis del dominio del tiempo es quizás la técnica más empleada cuando se trata del análisis no lineal de la ecuación 4. Entre otros diferentes esquemas para el análisis del dominio del tiempo está la integración etapa por etapa, en la cual la respuesta se evalúa por medio de una serie de incrementos cortos de tiempo. En cada una de las etapas discretas de tiempo, es posible contar con las nuevas condiciones, es decir, arrastre no lineal, secuencias de olas irregulares, respuestas de surgencia de la unidad flotante, mediante la actualización de los términos apropiados.

Este método es muy exacto, pero requiere grandes tiempos de cómputo y es por lo tanto más costoso.

III.2.6 TRATAMIENTO DE LA NO LINEALIDAD

El origen de la no linealidad puede ser dividido en dos clases, la hidrodinámica y la elástica.

Al tratar la no linealidad es conveniente explicar por separado los análisis estáticos y dinámicos.

A. CASO ESTÁTICO

Para el caso del análisis estático las no linealidades más importantes son debidas a la geometría y a las propiedades del material.

Un método posiblemente conveniente para las no linealidades en el análisis estático de un riser marino es el usado por el modelo de Love-Nordgren, Bernitsas y Kokarakis (1986), el cual corresponde a una ecuación que representa el equilibrio de varillas inextensibles. Este modelo fue más tarde ampliado por ellos mismos, considerando varillas inextensibles. La ecuación de flexión se expresa en la forma:

$$-(Br'')^2 + \left[(Pe - Bk^2) \right] + \left[H(r'xr'') \right] + (r'xm) + q = 0 \quad (10)$$

donde la ecuación torsional es escrita como:

$$H' + t'm = 0$$

donde:

B	= E I	= Rigidez de flexión de la sección transversal
H		= Momento torsional
K	= r'	= Curvatura en el plano oscular
r		= Vector posición
q		= Carga externa
m		= Momento distribuido
t	= dr/ds	= Vector tangencial unitario local

Este modelo ha sido usado en conjunto con el MEF para investigar el significado de la no linealidad estructural de los risers marinos.

B. CASO DINÁMICO

En este caso, tanto la no linealidad hidrodinámica como la estructural pueden ser tomadas en consideración mediante el trabajo sobre el dominio del tiempo, usando una técnica numérica y una integración etapa por etapa. Sin embargo, debido al costo económico de éste método, debe realizarse un cuidadoso juicio de ingeniería para decidir su aplicación para cualquier proyecto particular.

Una alternativa es trabajar en el dominio de la frecuencia, el cual es un procedimiento económicamente atractivo. La solución a las ecuaciones de movimiento se supone que es armónica, así que las fuerzas hidrodinámicas necesitan ser linealizadas. La linealización es un requerimiento básico, puesto que utiliza el principio de superposición.

B.1 FUERZA HIDRODINÁMICA

Esta fuerza en un riser costa fuera se puede calcular por medio de la ecuación (5), de Morison, Downie (1993), la cual tiene la siguiente forma:

$$F = \frac{1}{2} \rho U |U| C_d d + \frac{\rho \pi D^3}{4} U C_m \quad (5)$$

El término de arrastre introduce las no linealidades a la ecuación. Se ha reconocido que una de las áreas más difíciles en las ecuaciones de movimiento ha sido la fuerza de arrastre dinámica del fluido. Siendo no lineal, la fuerza de arrastre puede ser manejada únicamente sin modificaciones en un análisis numérico del dominio del tiempo. Sin embargo, se han aplicado diferentes esquemas de linealización a fin de hacer factible el análisis del dominio de la frecuencia, entre ellas se han encontrado la "linealización equivalente" de Spanos (1980) y la "función descriptora" de Krolikowski y Gay (1980).

III.2.7 ONDAS MONOCROMÁTICAS Y TÉCNICAS ESPECTRALES

Das aproximaciones importantes en el análisis dinámico de las estructuras en fluidos son la consideración de ondas monocromáticas actuando en la estructura y la aplicación de un medio ambiente de olas general como el representado por la energía espectral de las olas de un estado marino.

Una aproximación que ha sido comúnmente usada para los propósitos de diseño son las ondas monocromáticas.

La aproximación de las ondas monocromáticas y simples puede ser utilizada en ambos análisis estático y dinámico, con la ventaja de que requieren menor tiempo de cómputo,

incluso en el caso del análisis dinámico, ya que la carga de respuesta máxima y la distribución del esfuerzo en el riser se pueden predecir. Esto es cierto para el análisis dinámico del dominio de la frecuencia lineal. En el dominio del tiempo, el tiempo de cómputo no sería muy diferente ya sea para el caso de una sola ola o un espectro.

La aproximación espectral se basa en el espectro de un estado marino dado; tal espectro representa la energía de las ondas como una función de la frecuencia de las ondas. Si el espectro es direccional entonces contará para la expansión de la energía de las ondas como una función de la frecuencia y del frente de las ondas. Así, la importancia en el uso de la aproximación espectral es que conduce a una reducción sustancial en las fuerzas calculadas.

El análisis espectral puede ser llevado a cabo en el dominio del tiempo o de la frecuencia. El método del dominio del tiempo proporciona historias del tiempo cuasi aleatorias a partir de las cuales se pueden obtener valores pico. Sin embargo, esto requiere grandes tiempos de cómputo. La aproximación del dominio de la frecuencia, cuando se aplica a análisis espectrales, se puede realizar usando análisis espectrales linealizados. Tales tipos de análisis producen valores cuadrados promedios, pero no permite valores pico estadísticos para ser determinados, debido a la fuerza de arrastre del fluido no lineal en el riser.

III.2.8 APROXIMACIÓN PROBABILÍSTICA

La aproximación determinística es una de las técnicas aplicadas de diseño más actuales, en la cual el objetivo del ingeniero es diseñar una estructura sometida a esfuerzos los cuales son de menor proporción que los esfuerzos de resistencia del material, es decir, los esfuerzos de cedencia mínimos especificados. Las intensidades de carga son especificadas usualmente como determinísticas y la incertidumbre asociada a ellas o con la resistencia del material puede ser superada por medio de un factor de seguridad.

Sin embargo, en muchos campos de ingeniería, se ha reconocido que el comportamiento de los materiales y particularmente la naturaleza de las cargas se pueden describir mejor por medios probabilísticos que por medios determinísticos.

El reconocimiento del comportamiento probabilístico de las propiedades del material y las características de las cargas han dado el ambiente adecuado para la aparición de la aproximación del diseño probabilístico.

El objetivo principal del diseño probabilístico es satisfacer un nivel de seguridad específico. Los datos para el diseño probabilístico son proporcionados en forma de funciones espectrales o probabilísticas.

El análisis probabilístico comienza convirtiendo las curvas espectrales de la altura de la onda en la estimación espectral de la fuerza aplicando una función de transferencia, la cual es el cuadrado de las fuerzas de las ondas resultantes por unidad de altura de onda. El nuevo espectro es entonces multiplicado por las ordenadas de la función de transferencia de la estructura. La función de transferencia es el cuadrado de la respuesta dinámica por unidad de fuerza de onda. Las curvas de respuesta final (ver la Figura 3.3), pueden entonces ser integradas y producir la varianza σ^2 , para los desplazamientos o esfuerzos. La desventaja es que se requiere un análisis para cada uno de los estados marinos para estudiar el daño de la fatiga acumulada.

La utilización de los métodos probabilísticos se ha ido incrementando porque permiten estudiar el comportamiento de la estructura durante condiciones de diseño de tormenta extremas. Por lo tanto, la duración de su periodo de comportamiento correspondiente se determina analizando cada uno de los estados marinos dentro del rango representativo de las condiciones ambientales deseadas, despreciando a aquellas con periodos de retorno de 100 años o incluso más grandes.

III.3 TEORÍAS DE LA FATIGA

La fatiga ha sido considerada como un posible modo de falla para los risers. Por lo tanto, se han dirigido investigaciones recientes hacia la estimación de la vida de la fatiga para sistemas de risers.

III.3.1 VIDA DE LA FATIGA

La fatiga puede ser definida, según Haswell, como el crecimiento de una falla estable bajo carga de servicio repetida. La fatiga por sí misma no es un mecanismo de inicio de fractura. El término es aplicado al fenómeno por el cual el material falla bajo cargas repetidas o cíclicas.

La evaluación de la resistencia de una estructura contra la fatiga puede ser llamada la estimación de la vida de la fatiga. La vida de la fatiga debe ser definida junto con el concepto de curvas S-N, las cuales son gráficas que definen el nivel del esfuerzo de un componente en el cual la falla ocurrirá como el resultado de un número definido de ciclos de carga. En este sentido la vida de la fatiga puede ser definida como el número de ciclos en los cuales ocurre la falla.

Existen varias metodologías para estimar la vida de la fatiga de una estructura. La primera división surge debido a las dos teorías empleadas para tal predicción. La primera teoría está basada en las curvas empíricas S-N, las cuales también utilizan la

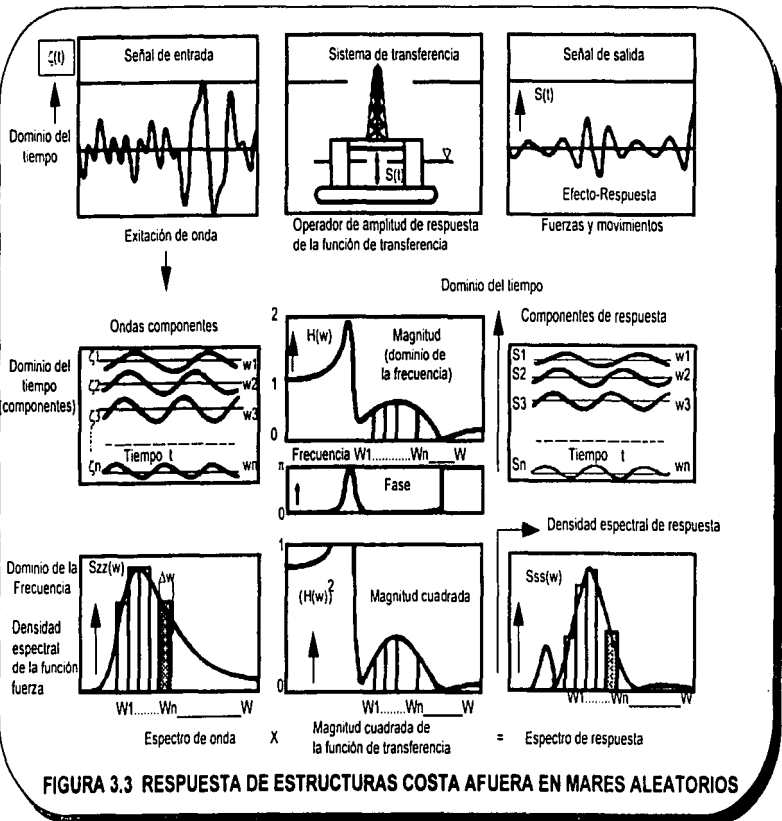


FIGURA 3.3 RESPUESTA DE ESTRUCTURAS COSTA AFUERA EN MARES ALEATORIOS

aproximación Palmgrem Miner. La segunda teoría esta basada en los mecanismos de fractura, los cuales utilizan la teoría Paris-Ergodan, junto con las curvas empiricas da/dN . Tales curvas son construidas con la Ley de Paris:

$$da/dN = c(\Delta k)^m \quad (11)$$

donde:

a	=	Longitud de la falla
N	=	Número de ciclos
m	=	Exponente del crecimiento de la falla
Δk	=	Rango del factor de intensidad del esfuerzo
c	=	Constante del material

El método de Palmgrem-Miner abarca las predicciones de la vida total de un elemento, tanto de la fase de iniciación como la de propagación, mientras el método del mecanismo de fractura se ocupa únicamente de la fase de propagación.

La aplicación del método de Palmgrem-Miner puede seguir cualquiera de las dos aproximaciones una determinística o una probabilística. La Figura 3.4 presenta un resumen de las etapas necesarias para trabajar con las aproximaciones mencionadas.

En el caso de la aproximación de Palmgrem-Miner el concepto principal para evaluar la vida de la fatiga es que el daño por fatiga es acumulativo.

Los datos necesarios para un análisis de fatiga son:

- La estadística del mar, presentada en forma de diagramas de exceso de ondas o curvas espectrales.
- La relación entre el estado marino y los esfuerzos en los puntos bajo consideración o también en los puntos de interés.
- Factores de concentración de esfuerzos y esfuerzos en los puntos de interés.
- Curvas de esfuerzo contra número de ciclos, curvas S-N.

A. APROXIMACIÓN DETERMINÍSTICA

La aproximación determinística se basa en el conocimiento del diagrama de exceso de altura de onda, usualmente para un año. Luego, la relación entre el esfuerzo en los puntos de interés y la altura de la onda se encuentra mediante análisis dinámico y finalmente se calcula una curva de daño del esfuerzo acumulado trazando el número de

ciclos contra el rango de esfuerzo. Esta curva también es conocida como la historia de esfuerzo o carga.

B. APROXIMACIÓN PROBABILÍSTICA

En la aproximación probabilística se gráfica una expresión aproximada para las curvas probabilísticas a fin de deducir la fórmula para el daño por fatiga acumulada. Se han propuesto diferentes fórmulas, por ejemplo, para el daño por fatiga resultante de un solo estado mano (tormenta), la máxima se puede aproximar mediante una distribución de Raleigh, mientras que para el daño por fatiga que ocurre durante la vida de servicio puede ser aproximado por la distribución de Weibull, que es más general, para daño de mayor duración.

La concentración del esfuerzo es trascendente ya que en el análisis de la fatiga es importante considerar el esfuerzo en el nivel estructural correcto.

El factor de concentración del esfuerzo es una constante que toma en consideración la intensificación del esfuerzo sobre el esfuerzo promedio en un componente dado, a causa de las variaciones geométricas en la sección transversal, discontinuidades, etc.

$$\sigma_{\text{local}} = K_t \sigma_{\text{global}} \quad (12)$$

La determinación del factor de concentración del esfuerzo K_t es uno de los principales temas de los mecanismos de fractura y hay varias metodologías para obtener tales factores. En algunas estructuras, como las uniones tubulares de las plataformas costa fuera, el factor de concentración del esfuerzo cambiará alrededor de la circunferencia de un miembro en un patrón muy complejo.

III.3.2 CURVAS S-N

La Curva S-N es una gráfica que presenta el número de ciclos N , que un espécimen de prueba puede resistir antes de romperse en el nivel de esfuerzo S . El número de pruebas requeridas para determinar dichos argumentos de una manera muy rigurosa es muy grande, ya que un espécimen de prueba proporciona únicamente un punto en la gráfica. Una característica de las pruebas para las curvas S-N es que el rango o la amplitud del esfuerzo es fijo.

Los procesos del daño por fatiga son de naturaleza estadística. Esto es debido al gran número de variables involucradas, relacionadas a las incertidumbres del material como

variaciones de esfuerzo locales, esfuerzos residuales, las imperfecciones metalúrgicas o mecánicas, etc., variaciones en el ciclo de carga.

Debido a la naturaleza estadística de la fatiga, la predicción de la vida puede ser únicamente dada para un nivel especificado de confianza: normalmente los datos para las curvas S-N son trazados en un 50% de probabilidad de falla ($P=0.5$) en un cierto número de ciclos en el nivel de esfuerzo prescrito.

La Figura 3.5 presenta dos ejemplos típicos de las curvas S-N. En la Figura 3.5A se observa que existe un punto bien definido el cual se presenta entre los ciclos 10^6 y 10^7 . Este punto es denominado el límite de la fatiga, debido a que la falla del esfuerzo permanece constante independientemente del número de ciclos. Algunos otros materiales no presentan un límite de fatiga y entonces la curva de la Figura 3.5B presenta un límite de resistencia que es el correspondiente al nivel del esfuerzo para el número de ciclos especificados, por ejemplo en 10^7 ciclos. En estas curvas también se observa que la tendencia general es que a menor rango de esfuerzo, mayor tiempo de vida, expresados en número de ciclos.

Varios factores físicos afectarán la representación matemática de las curvas:

- Curvas S-N doble logarítmicas, las cuales son lineales o casi lineales, cuando el $\log_{10} S$ es trazado contra el $\log_{10} N$, esto es:

$$\log_{10} N = C' - m \log_{10} S \quad (13)$$

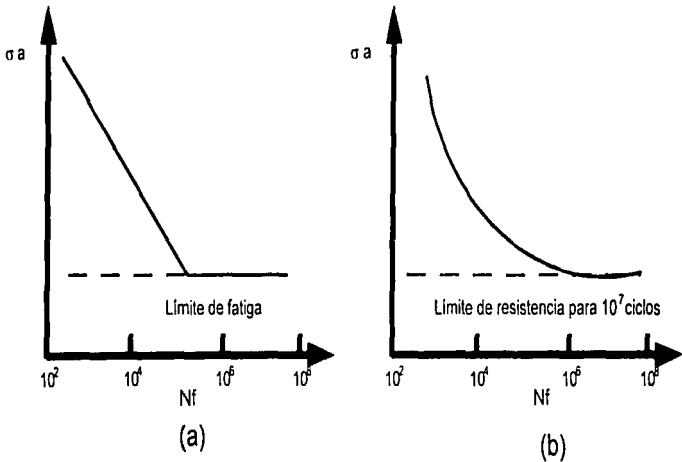
- Curvas S-N semi-logarítmicas las cuales son lineales cuando los rangos del esfuerzo S (en escala lineal) son trazados contra el $\log N$, esto es:

$$\log_{10} N = C - m S \quad (14)$$

III.3.3 DAÑO ACUMULATIVO (REGLA DE PALMGREM-MINER)

El concepto daño acumulativo fue desarrollado como un criterio para calcular la vida de la fatiga. Primero se recordará que la relación S-N proporciona datos de pruebas de amplitud constante. Sin embargo, los ciclos de carga real o historias pueden no ser de amplitud constante.

En pruebas de laboratorio, los ciclos de carga uniformes producen un efecto acumulativo de todos los ciclos que eventualmente producen fallas por fatiga. Cuando la carga o la descarga no ocurre de una manera uniforme, el efecto acumulativo puede producir también falla por fatiga.



Curvas S-N. La gráfica (a) muestra un límite de fatiga.
La gráfica (b) muestra un límite de resistencia para 10^7 ciclos donde los límites de fatiga no existen.

FIGURA 3.5

Por lo tanto, el daño por fatiga inducido por un cierto bloque de ciclos de amplitud constante se acumula sobre bloques similares en los cuales una secuencia de carga es dividida.

Una regla de daño acumulativo lineal fue propuesta por Palmgrem y Miner, la cual tiene dos puntos principales, que son:

- El número de ciclos del esfuerzo impuestos sobre un componente expresados como un porcentaje del número total de ciclos del esfuerzo del mismo rango de esfuerzo necesario para causar la falla dada una fracción de la vida de la fatiga consumida.
- El orden en el que los bloques de esfuerzo son aplicados no afecta la vida de la fatiga final.

$$\sum_{i=1}^M \frac{n_i}{N_i} = D, \text{ generalmente, } D = 1 \quad (15)$$

donde:

n_i	=	Número de ciclos en una amplitud de esfuerzo cíclica
N_i	=	Número de ciclos para fallar, de las relaciones S-N
D	=	Daño resultante en fractura

Aunque hay muchos grupos de datos que no dan un valor de $D=1$ en la falla, la Regla de Palmgrem-Miner hace por lo menos una primera aproximación de la esperanza de vida bajo cargas de amplitud variable.

III.3.4 HISTORIA DE CARGA

Similar al caso del análisis dinámico, la naturaleza de la carga es el origen de 2 aproximaciones: determinísticas y probabilísticas. En el caso de la vida de la fatiga las curvas S-N son obtenidas para un rango de esfuerzo de amplitud constante. Sin embargo, debido a que en realidad los diferentes ciclos a los que ha sido sometida una estructura pueden estar asociados con las diferentes amplitudes, ha sido usual representar los ciclos de esfuerzo como una historia de carga. Las historias de carga pueden presentarse más o menos en forma regular, o completamente aleatorias. Consecuentemente, las aproximaciones para la evaluación de la vida de la fatiga de una estructura pueden ser divididas en determinísticas o probabilísticas, de acuerdo a la naturaleza de las historias de carga asociadas.

En la aproximación determinística la estimación de la vida de la fatiga se basa en el concepto de daño acumulativo, sobre el cual se basa la regla de Palmgrem-Miner.

Si la historia de la carga es relativamente simple, el conteo de los ciclos de esfuerzo puede no presentar problema. Sin embargo, si la historia de la carga es de naturaleza aleatoria, como es en el sentido riguroso para las estructuras costa fuera, el conteo de los ciclos deberá ser realizado por medio de técnicas específicas.

La aproximación probabilística es el segundo método relacionado con las historias de carga.

III.3.5 APROXIMACIÓN PROBABILÍSTICA

La naturaleza aleatoria de la carga de ondas sugiere la posibilidad de emplear formulaciones probabilísticas para calcular la vida de fatiga. En el análisis probabilístico de fatiga el primer paso es considerar diferentes estados marinos para un periodo de un año, Figura 3.6, y el porcentaje de tiempo durante el cual actúan.

Luego se selecciona un nivel de esfuerzo particular y el número de veces que el estado marino produce picos que exceden el límite seleccionado pueden ser calculados a partir de la distribución de los picos de esfuerzo. La distribución esta definida por la desviación del esfuerzo en el punto bajo consideración y puede ser obtenido del espectro.

De esta forma la curva de probabilidad puede ser determinada para cada uno de los estados marinos en el nivel de esfuerzo seleccionado. Las distribuciones de probabilidad más usadas son las de Rayleigh y Weibull.

La vida de la fatiga puede entonces ser calculada por medio de la regla de Palmgren-Miner. Si hay n ciclos de esfuerzos en total, los cuales están distribuidos aleatoriamente con densidad de probabilidad $f(s)$, esto significa que el número de ciclos con una amplitud de fuerza entre el nivel S y $(S+d)$ es $nf(S)$. Entonces el factor D debe ser evaluado de:

$$D = n \int \frac{1}{N(S)} f(s) ds \quad (16)$$

Donde el número de ciclos para la falla $N(S)$ es determinado a partir de la curva relevante $S-N$, Gram (1992).

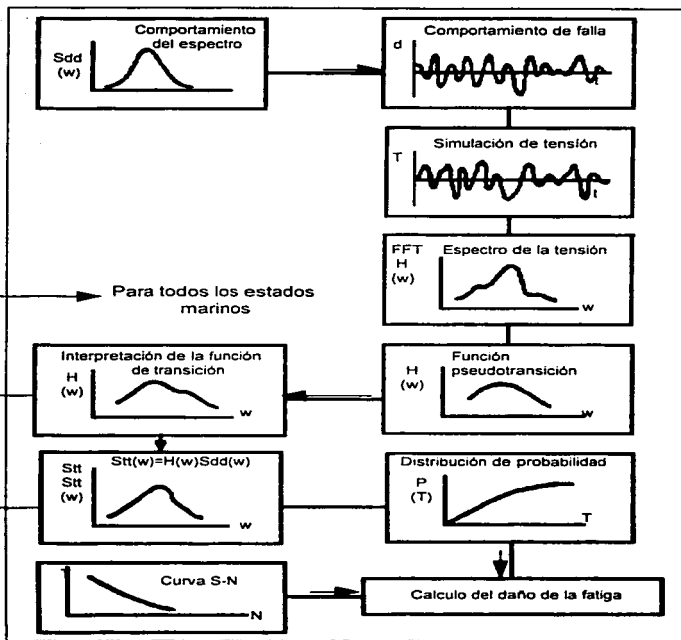


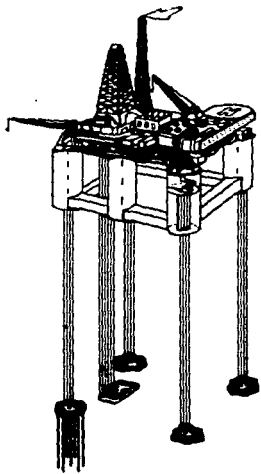
FIGURA 3.6 APROXIMACIÓN DEL DOMINIO DE LA FRECUENCIA-TIEMPO HÍBRIDA

III.3.6 APROXIMACIÓN DEL DOMINIO TIEMPO-FRECUENCIA HÍBRIDA

Una de las más recientes aproximaciones para el análisis de la vida de la fatiga de una estructura costa fuera en aguas profundas es la aproximación del dominio tiempo-frecuencia híbrida. Esta técnica surgió como una alternativa para vencer las diversas incertidumbres que han sido introducidas en el análisis de fatiga, las cuales se convierten en las más significativas cuando los efectos dinámicos y no lineales son importantes.

Esta aproximación conserva la capacidad de manejar adecuadamente cualquier comportamiento no lineal, pero lo hace de una manera que es más económica que el método del dominio del tiempo. Este método utiliza funciones de pseudotransferencia que se obtienen a partir de historias de esfuerzo para estados marinos representativos. La Figura 3.6 representa diagramáticamente las diferentes etapas involucradas en la aplicación de este método.

CAPITULO IV



DISEÑO
Y
SELECCIÓN

IV.1 DISEÑO Y SELECCIÓN DE UN RISER DE PERFORACIÓN.

El diseño de un sistema de riser de perforación comienza con la evaluación de las condiciones de operación esperadas y de un análisis de ingeniería para establecer parámetros tales como tensión, flexión y esfuerzo, requerimientos de flotación, etc; otros factores que influyen el diseño de un sistema de riser son: la longitud del riser (profundidad del agua), los requerimientos dimensionales, los rangos de presión interna, las condiciones de manejo y almacenamiento.

El diseño de un riser puede ser definido como un proceso iterativo, el cual comienza con la proposición de un diseño y termina con la determinación de los parámetros que cumplan con los objetivos del diseño.

Un diseñador deberá tomar en cuenta las siguiente opciones disponibles y elaborar una tabla con datos característicos del sistema de riser previo al análisis.

- a) La especificación de la tensión en la cima apropiada para cada una de las combinaciones de los parámetros ambientales y de los de perforación.
- b) La coordinación del diseño del sistema de amarre para evaluar la posición de la cima del riser.
- c) La selección de las condiciones a las cuales el modo operacional es cambiado
- d) La especificación de la distribución de la flotación de las uniones del riser a través del aparejo del riser.

IV.1.1 ASPECTOS QUE DEBE TOMAR EN CUENTA EL DISEÑADOR

El tamaño del riser se determina en base al tamaño del conjunto de preventores y del cabezal, tomando en cuenta que deben ser instaladas las tuberías de revestimiento y deben utilizarse ciertas sargas de perforación.

Para un cabezal y un conjunto de preventores de 13 5/8", un riser de perforación de 16" de diámetro exterior con un espesor de pared de .375 ó de .438" es la mejor opción. Para un conjunto submarino más grande, por ejemplo uno de 16 3/4", se recomienda utilizar un riser con espesor de pared de .5".

La selección del acero del riser es un punto crítico, ya que debe proporcionar una vida larga y una operación libre de problemas. El acero debe tener una resistencia mínima que debe exceder el esfuerzo generado. También debe tener buenas características de resistencia a la fatiga y ser maleable.

Se han reportado buenas experiencias con el acero X-52 en operaciones en aguas profundas en el canal de Santa Bárbara, por lo que se ha establecido que una tubería X-52 es la mejor opción para la mayoría de las operaciones. Sin embargo el acero HY-80 (A 543 clase I) utilizado en las construcciones submarinas parece ser superior al X-52 en resistencia a los impactos. Por lo tanto, este acero es conveniente para utilizarlo como material para un riser marino, particularmente para aguas profundas y operaciones críticas.

A. MANTENIMIENTO DE LA POSICIÓN DEL SISTEMA FLOTANTE

La capacidad de mantenimiento de la posición del sistema flotante debe ser determinada y utilizada en conjunto con el análisis del riser para calcular el ángulo de la unión bota/ flexible y el esfuerzo del riser. El amarre y los análisis del riser son utilizados para definir los límites operacionales del riser.

B. CARGAS INDUCIDAS POR EL RISER

El riser introduce cargas de corte, flexión y tensión en el paquete inferior del riser marino, el conjunto de preventores, los conectores hidráulicos, el cabezal y la tubería de revestimiento.

Estas cargas y momentos deben ser evaluadas para asegurar que el esfuerzo máximo está dentro de los límites permisibles de diseño y que la vida de la fatiga es aceptable. El riser también induce cargas sobre el sistema flotante de perforación las cuales pueden ser requeridas en el análisis del mantenimiento de la posición.

C. DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los requerimientos de la tensión en la cima serán determinados a partir de varios valores de la densidad del fluido de perforación, los cuales van desde el del agua marina hasta el de la densidad máxima esperada.

D. MODOS DE OPERACIÓN

En las operaciones de perforación costa fuera normalmente se encontrarán 3 modos de operación los cuales son:

- a) **Modo de perforación.** El modo de perforación es aquella combinación de las condiciones ambientales y del pozo en la cual todas las actividades de perforación normal pueden ser llevadas a cabo con seguridad.
- b) **Modo de no perforación conectado.** En este modo las únicas operaciones de perforación que serán llevadas a cabo son: la circulación y el viaje de la tubería de perforación. La tubería de perforación no es rotada.
- c) **Modo de desconexión.** Si las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura en el modo de no perforación conectado, el riser se desconectará para evitar el posible daño al equipo superficial o submarino.

IV.1.2 DATOS TÍPICOS PARA EL DISEÑO Y SELECCIÓN DE UN RISER DE PERFORACIÓN

1. Datos Generales

Localización

Tirante de Agua y Referencia

Nombre de la Unidad Flotante

Tipo de Unidad Flotante

Distancia desde el Piso de Perforación al Espejo de Agua

Dimensiones de la Escotilla

2. Sistema Tensionador

Número de Tensionadores

Número de Tensionadores por Acumulador

Ángulo de la línea de tensión

Soporte de Apoyo de la Línea de Tensión (kip)

Peso del Cable @ Tensión (kip)

Rango del Límite de Tensión Dinámico (kip)

Factor de Resistencia del Tensionador: rotación / sin rotación

Diámetro de la Línea de Tensión (in)

Tipo de Terminación

Eficiencia de la Terminación

3. Junta Telescópica

Longitud de la Junta en su Posición Descendente (ft)

Longitud de al Unión Bola/Flexible Superior (ft)

Diámetro del Baml Exterior (in)

Peso en el Aire del Barril Exterior (lbs)
Rango de Carga (kip)
Diámetro de Arrastre (in)
Diámetro de Masa (in)
Longitud Totalmente Extendida (ft)
Longitud entre la Línea de Retorno del Lodo y el Piso de Perforación (ft)
Espesor de Pared del Barril Exterior (in)
Peso en el Agua del Barril Exterior (lbs)
Punto de Cedencia del Barril Exterior (kis)
CD1/CD2 (bajo / alto)
Coeficiente de Masa, CM

4. Tramo del Riser

Número de Juntas
Flotación
Longitud Estándar del Tramo (ft)
Tipo de Cople
Rango de Carga del Cople (kip)
Cedencia del Cople (kis)
Factor de Amplitud del Esfuerzo del Cople
Peso del Cople (lbs)
Diámetro Exterior del Tubo Principal (in)
Espesor de Pared del Tubo Principal (in)
Diámetro Exterior e Interior de la Línea de Estrangular y de Matar (in)
Diámetro Exterior e Interior de la Línea de Arranque del Lodo (in)
Diámetro Interior de la Línea Hidráulica (in)
Peso en el Aire del Riser Vacío (lbs)
Peso en el Agua (lbs)
Tolerancia del Peso del Acero (%)
Tipo de Flotación
Densidad de la Espuma (lb/ft³)
Diámetro del Flotador (in)
Longitud del Flotador (in)
Peso en el Aire del Flotador (lb/ tramo)
Tolerancia del Peso del Flotador (%)
Pérdida de Flotación (E+T) (%)
Diámetro de Arrastre (in)
Diámetro de Masa (in)
CD1/CD2 (bajo / alto)
Coeficiente de Masa, CM

5. Tramo Corto del Riser

Longitud Estándar del Tramo Corto (ft)

Diámetro Exterior del Tubo Principal (in)
Espesor de Pared del Tubo Principal (in)
Peso en el Aire (lbs)
Peso en el Agua (lbs)

6. Unión Bola/Flexible y Adaptador

Rango (kip)
Longitud entre el Piso Marino y el Conector de Rotación (ft)
Longitud entre el Piso de Perforación y la Junta Flexible Superior (ft)
Longitud de la Base del Conector (ft)
Longitud de la Cima del Conector (ft)
Peso Efectivo en el Aire (lbs)
Peso Efectivo en el Agua (lbs)
Rigidez Axial (kip/in)
Rigidez Rotacional (K. ft/grados)
Rotación Máxima (grados)
Diámetro de Arrastre (in)
CD1/CD2 (bajo / alto)
Coeficiente de Masa, CM

7. Preventor y Cabezal

Longitud (ft)
Peso en el Aire (lbs)
Peso en el Agua (lbs)
Diámetro de Arrastre (in)
Volumen Hidráulico (ft³/ft)
Tensión Máxima (kip)
Momento de Flexión Máximo (kip/ft)

8. Parámetro de Perforación

Densidad del Fluido de Perforación (ppg)
Desplazamiento de la Unidad Flotante (% de tirante de agua)
Tensión en la Parte Superior (% del límite de tensión dinámico)

9. Condiciones Ambientales

Modo de Operación
Altura de la Ola de Diseño (ft)
Período de la Ola (seg)
Altura de una Sola Ola (ft)
Duración Promedio del Período (seg)
Período Pico (seg)
Tipo de Espectro
Perfil de la Corriente

Surgencia Máxima más Marea

10. Respuesta al Movimiento de la Unidad Flotante
 Surgencia / Vaivén
 Movimiento Vertical de la Unidad Flotante (f/ft)
 Agitación / Pendiente (grados/ft)

IV.1.3 LÍMITES RECOMENDADOS PARA EL DISEÑO Y LA OPERACIÓN

La selección de la combinación apropiada de las condiciones ambientales y de los coeficientes hidrodinámicos para el análisis involucra un juicio, la experiencia y el entendimiento del tipo de análisis del riser que está siendo empleado. Los límites de diseño y de operación para los parámetros claves del riser son seleccionados en base a los principios de ingeniería.

En la Tabla 4.1 se establecen guías recomendadas para el diseño y la operación de los tres modos de operación. Esta tabla contiene dos métodos para el criterio de esfuerzos para el modo de perforación, por lo menos uno de ellos debe ser satisfecho. Generalmente el método A es apropiado para cualquier profundidad de agua, mientras que el método B es recomendado para aguas profundas. Esta tabla contiene el análisis del riser para la perforación exploratoria. Los límites de los ángulos máximo y medio de la unión flexible/bola dados para el modo de operación normal están destinados a impedir el desgaste y el daño al riser y a la unión flexible/bola. Los límites del ángulo máximo de la unión flexible/bola para los modos de no perforación conectado y de desconexión están destinados a impedir el daño al riser, a la unión flexible/bola, y al conjunto de preventores. El ángulo superior de la unión flexible /bola pocas veces tiene un efecto significativo sobre el diseño del riser.

El propósito del análisis del esfuerzo máximo es asegurar que el riser sea demasiado fuerte para soportar las cargas máximas de diseño. Esto es un requerimiento del riser para soportar las cargas máximas de diseño mientras el esfuerzo máximo es mantenido abajo del esfuerzo permitido. Este límite está destinado a impedir la deformación estructural que podría llevar a la falla y comprende un límite de seguridad.

Se requiere ejercer una tensión mínima para asegurar la estabilidad del riser. La tensión ejercida será suficientemente alta para que la tensión efectiva sea siempre positiva en todas las partes del riser, incluso hasta en el caso en el que fallara un tensionador. En la mayoría de los casos la tensión efectiva mínima se encuentra en el fondo del riser.

La tensión mínima en la cima, T_{min} se determina por la siguiente expresión:

$$T_{min} = T_{SR\ min} N / [R_r(N - n)]$$

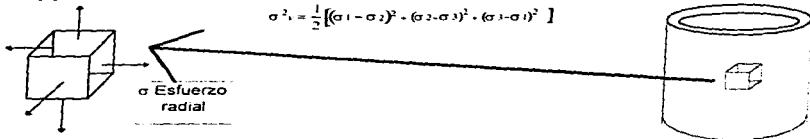
**DISEÑO DE LÍNEAS GUÍA Y RANGOS DE OPERACIÓN
MÁXIMOS PARA RISERS DE PERFORACIÓN**

TABLA 4.1

Parámetros de diseño	Riser		Riser desconectado
	perforando	sin perforar	
Angulo medio de la unión flexible/bola	20grados	N/A	N/A
Angulo máximo de la unión flexible/bola	4 grados	90% [8]	90%
Criterios de esfuerzo [3]			
Metodo A esfuerzo permisible [4]	0.40 σ_y [2]	0.67 σ_y [2]	0.67 σ_y [2]
Metodo B esfuerzo permisible [4]	0.67 σ_y [2]	0.67 σ_y [2]	0.67 σ_y [2]
Rango de esfuerzo de la señal dinámica			
@ SAF ≤ 1.5 [5]	10 KSI	N/A	N/A
@ SAF ≤ 1.5 [5]	15/SAF	N/A	N/A
Tensión mínima de la cima [5]	T _{min}	T _{min}	N/A
Límite de la tensión dinámica [7]	DTL	DTL	N/A
Máxima tensión de colocación	90% DTL	90% DTL	N/A

Notas:

- [1] Estas líneas guías se aplican a la respuesta global del riser
- [2] σ_y es el mínimo esfuerzo del material
- [3] Todos los esfuerzos son calculados de acuerdo al criterio de esfuerzo de falla de van Mises.



$$\sigma^2 = \frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]$$

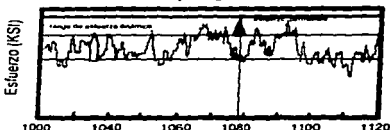
- [4] El criterio de esfuerzo es el del esfuerzo plus máximo; amplitud del esfuerzo dinámico
- [5] SAF que es el factor del esfuerzo amplificado
- [6] La mínima tensión requerida en la cima para evitar un combamiento en el riser

$$T_{min} = T_{SRmin} * N / (R - (N-N))$$

- [7] Límite de la tensión dinámica
 $DTL = P_A * A_{CvL} / N_{LP}$

- [8] Futura reducción en la tubería de perforación en el agujero

Esfuerzo Permisible y rango de Esfuerzo Dinámico



donde:

$T_{SR\ min}$ = Tensión mínima en el anillo tensionador, dada por:

$$T_{SR\ min} = W_s f_w - B_n f_{bt} + A_i [d_m H_m - d_w H_w]$$

- W_s = Peso del riser sumergido sobre el punto de consideración
 f_w = Factor de tolerancia del peso sumergido (valor mínimo 1.05)
 B_n = Levantamiento neto del material de flotación sobre el punto de consideración
 f_{bt} = Pérdida de flotación y factor de tolerancia resultante de la compresión elástica, absorción al agua y tolerancia del fabricante (valor máximo 0.96)
 A_i = Área de sección transversal interna del riser incluyendo las líneas de mator, de estrangular y auxiliar del fluido
 d_m = Densidad del fluido de perforación
 H_m = Columna del fluido de perforación hasta el punto de consideración.
 d_w = Densidad del agua marina
 H_w = Columna del agua de mar hasta el punto de consideración incluyendo oleajes y mareas
 N = Número de tensionadores que soportan al riser
 n = Número de tensionadores sujetos a fallas repentinas
 R_f = Factor de reducción debido a la tensión vertical en el anillo tensionador, a la colocación del tensionador para registrar el ángulo de flotación y a la eficiencia mecánica (usualmente 0.9 - 0.95)

Nótese que en la ecuación de arriba para $T_{SR\ min}$, la presión exterior, $d_w H_w$, se multiplica por el área de la sección transversal interna del riser, A_i , lo cual es mejor que el área de la sección transversal externa. Esto es porque la flotación de la pared del tubo del riser, $d_w H_w (A_o - A_i)$, se ha incluido en el peso del riser sumergido, W_s .

El límite del rango del esfuerzo dinámico será también usado en conjunto con el análisis de carga máxima. Este límite se calcula para proporcionar algún control sobre el daño acumulado de la fatiga en el riser. La incorporación de este límite en el análisis de carga máxima elimina los esfuerzos dinámicos grandes los cuales pueden conducir a la aceleración de la fatiga.

Los modos de operación adicionales que pueden influir en el diseño tendrán que ser considerados. Especialmente, el modo de desconexión, las situaciones especiales del manejo y las condiciones de emergencia, las cuales son examinadas para analizar el efecto que tienen sobre el diseño del sistema de riser.

IV.1.4 ANÁLISIS DEL RISER

A. UTILIZACIÓN DEL ANÁLISIS DEL RISER

Como una regla general, el análisis del riser tiene dos funciones distintas.

Previo a la solicitud de un riser nuevo, se debe llevar a cabo una serie de análisis para establecer las especificaciones del diseño. En esta etapa, las condiciones ambientales son seleccionadas para reflejar las condiciones de operación máximas esperadas durante la vida de diseño. Los criterios de diseño tales como el del esfuerzo alterno y el del esfuerzo máximo se utilizan en la selección de los parámetros tales como el espesor de pared y las propiedades del material. Los análisis incluyen el comportamiento de la unidad flotante de perforación y también deben ser utilizados para la especificación de los requerimientos de la tensión del riser en la unidad flotante.

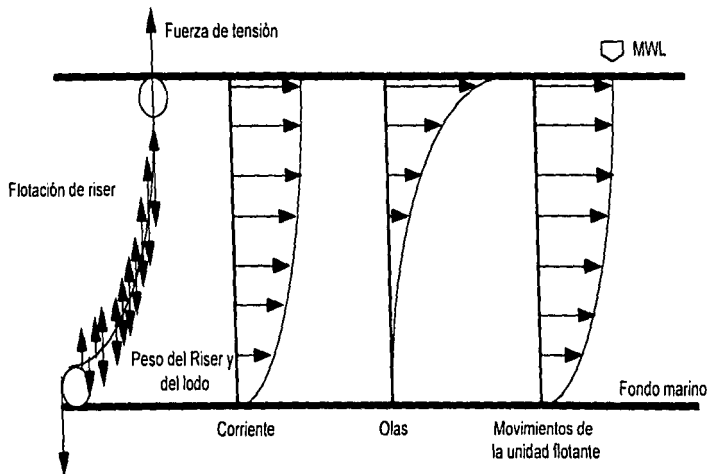
Los análisis del riser también pueden ser utilizados en la planeación de la utilización de un riser y de una unidad flotante existentes en un sitio nuevo.

En este caso, el objetivo es establecer los requerimientos de la tensión en la cima para las condiciones ambientales esperadas y para las densidades del fluido de perforación. Además, los análisis indican bajo qué condiciones ambientales debe detenerse la perforación y cuando es prudente arrastrar el riser. Los análisis probablemente también deben incluir las condiciones especiales tales como el colgamiento del riser en una tormenta o el efecto del rompimiento de una línea de amarre.

El análisis para el diseño de un riser de perforación debe incluir un gran número de variables. El esfuerzo combinado en el riser es el resultado de esfuerzos tanto axiales como tangenciales o circulares. El esfuerzo tangencial es causado por la presión interna de la columna del lodo y por la surgencia imprevista de presión. Las fuerzas externas sobre el riser son el resultado de la presión hidrostática, la cual se calcula para la profundidad de agua dada.

El esfuerzo axial total es el resultado de la carga del tensionador, de la flotación del riser, del peso del riser, del peso del lodo, de la fuerza de la corriente y de las olas. Con los grandes oleajes que provocan el movimiento de la unidad flotante, también deben considerarse las fuerzas dinámicas sobre el riser. Un esquema de este esfuerzo se muestra en la Figura.4.1.

Se utilizan varios procedimientos en el análisis del riser, los cuales dependen del objetivo requerido. Las ecuaciones de catenaria individual pueden ser utilizadas para obtener una solución con resultados no exactos. Esto será adecuado para realizar una comparación preliminar de los efectos de las diferentes profundidades del agua y de los diámetros o de los espesores de pared del aparejo del riser.

**FIGURA 4.1 FUERZAS SOBRE EL CUERPO DEL RISER**

Para resultados más exactos, se utilizan procedimientos de diferencias finitas para resolver ecuaciones diferenciales. La aproximación de diferencias finitas proporciona resultados excelentes para un tipo muy sencillo de riser. Sin embargo, se requiere de una ecuación diferencial distinta para cada uno de los cambios en la sección transversal y las juntas de diferentes sección transversal están enlazadas matemáticamente por condiciones de compatibilidad.

El problema con la aproximación de diferencias finitas es que el procedimiento llega a ser totalmente difícil de manejar e impráctico para analizar un diseño con muchas variaciones en el diámetro del riser, en el espesor de pared, en el material para la flotación del riser, o en algunas otras variables.

Contrariamente, la aproximación del elemento finito para el diseño y el análisis encuentra beneficios considerables ya que esta aproximación se encuentra libre de cargas por limitaciones o condiciones.

Con la aproximación del elemento finito, se pueden tomar en cuenta otras variables que en otros métodos prácticos no es posible.

Esto quiere decir que se puede considerar la distribución de la corriente (Figura 4.2), que se pueden explicar los efectos de arrastre hidrodinámico de las uniones del riser y de las líneas de estrangular y de matar, que se pueden considerar las cargas debidas a cualquier altura de ola, que se puede analizar totalmente la influencia de la junta telescópica, etc.

Sin embargo, los análisis detallados y precisos, tales como el de una rutina del elemento finito no lineal deben ser usados tanto para condiciones de aguas profundas como para condiciones severas del medio ambiente.

B. MODELO ESTRUCTURAL

Para propósitos del análisis de la respuesta del riser, este se puede considerar como una viga tensionada que pocas veces desarrolla ángulos superiores a los 10° de la vertical. Para ángulos menores, la ecuación fundamental de la viga de Bernoulli-Euler describe adecuadamente la respuesta del riser.

La ecuación de viga para el riser está desarrollada a partir de un elemento diferencial y de las fuerzas que actúan sobre él. Las no linealidades geométricas deben ser consideradas en un análisis si es que el riser desarrolla un ángulo superior a los 10° .

La Figura 4.3 muestra la presión hidrostática del agua marina y del fluido de perforación, la tensión en la pared del tubo y el peso. También muestra la deformación del tubo del

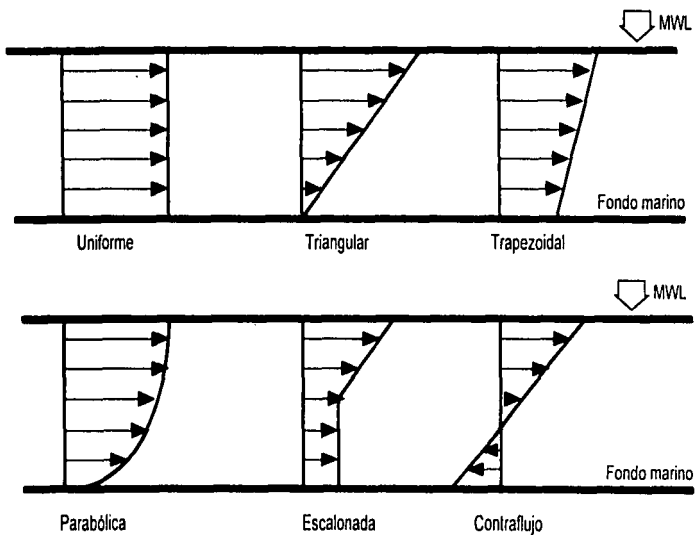
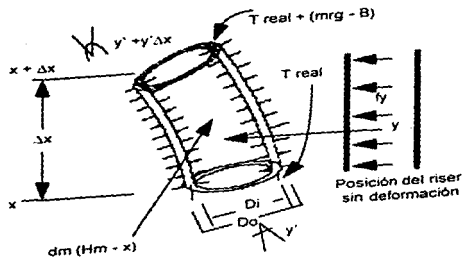


FIGURA 4.2 PERFILES DE CORRIENTE DE DISEÑO COMÚN



Ecuación diferencial de movimiento

$$f_y = My'' + EI y'''' - t y' - te y''$$

donde:

$$M = mr + (\pi/4) (dm/Di^2)/g$$

$$t = (\pi/4) (dmDi^2 - dwDo^2) + mrg - B$$

$$te = (\pi/4) (dw(Hw - x) Do^2 - dm(Hm - x) Di^2) + Treal$$

Terminología en las ecuaciones

- B** Fuerza de flotación por unidad de longitud
- Dh** Diámetro hidrodinámico
- Do, Di** Diámetros int. y ext. del tubo del riser
- dm, dw** Densidad del fluido y de el agua de mar
- EI** Rigidez flexible del riser
- f_y** Fuerza hidrodinámica actuando en la dirección " y "
- g** Aceleración de la gravedad
- Hm, Hw** Profundidad total del lodo y el agua marina
- M** Masa total (lodo y riser) por unidad de longitud
- mr** Masa del riser (incluyendo la boya) por unidad de longitud
- T_e** Tensión efectiva
- T_{real}** Tensión actual en la pared del tubo
- t** Variación de la tensión efectiva
- x** Coordenada vertical medida desde el fondo del riser
- y** Traslación horizontal del riser en la estación " x "
- ($'$) d/dt
- ($''$) d^2/dx^2

FIGURA 4.3

riser sobre una longitud elemental. Finalmente, se indican las fuerzas hidrodinámicas horizontales. Las ecuaciones de equilibrio y la teoría de una viga simple conducen a la ecuación de movimiento. El grupo de términos que forma el coeficiente de Y'' es comúnmente denominado la "tensión efectiva". Esta forma de ecuación que gobierna el comportamiento del riser ha sido reconocida y reportada durante años en la literatura.

B.1 CONSIDERACIONES DEL MODELAJE

En el análisis global del riser, éste es modelado como una viga tensionada sujeta a cargas a lo largo de toda su longitud y con condiciones de frontera en cada extremo

- a) Las descripciones del elemento de la viga tensionada incluye la geometría, la masa y las propiedades del material del riser. Las longitudes de los elementos de la viga son importantes. Los elementos que son bastante largos no proporcionarán una adecuada distribución del esfuerzo a lo largo del riser, mientras que los elementos que son demasiado pequeños incrementarán el tiempo de cómputo y el costo. Las longitudes del elemento deben ser especificadas con respecto a la respuesta esperada a lo largo del riser con elementos más pequeños en áreas donde ya sea las cargas o la geometría del riser cambian rápidamente.
- b) Las cargas sobre el riser incluyen la presión interna y externa así como también las cargas ambientales causadas por las olas y las corrientes. Las cargas por la presión interna y externa son causadas generalmente por la presión hidrostática del fluido de perforación y del agua manna respectivamente. Los análisis deben ser realizados para todo el rango de densidades esperadas del fluido de perforación notando que la columna del fluido de perforación produce una presión hidrostática mayor que la del agua manna. La junta es modelada usando únicamente las dimensiones del tubo principal del riser para calcular la rigidez de flexión (EI) del riser. Las dimensiones de las líneas de estrangular, de matar y las auxiliares, a demás del diámetro exterior del tubo principal del riser deben ser consideradas en el cálculo de las fuerzas hidrodinámicas sobre las uniones del riser. Si los módulos de flotación están afianzados a la junta del riser, entonces debe utilizarse el diámetro exterior del módulo de flotación para calcular el arrastre y los diámetros internos. El peso usado en el análisis debe ser igual al peso de la junta del riser, incluyendo las líneas de matar, de estrangular y auxiliares, así como juntas de apoyo y coples.
- c) Generalmente, las condiciones límite en la cima incluyen la tensión en la cima, los movimientos y la compensación de la unidad flotante, así como la descripción de la rigidez rotacional de la unión flexible/bola superior. Típicamente la tensión en la cima requerida depende de la densidad del fluido de perforación y puede variar con las condiciones ambientales y operacionales especificadas para cada modo de operación.

- d) La condición de frontera del fondo puede resultar ya sea de un riser conectado o de uno desconectado. En los modos conectados, el modelo de riser termina usualmente en la unión flexible/bola inferior en cuyo caso la rigidez rotacional de esta unión es una condición de frontera del fondo y las cargas verticales y horizontales así como el ángulo del fondo son resultados del análisis. La condición de frontera de fondo de un modo desconectado debe incluir la masa ya sea del conjunto de preventores o únicamente la del paquete inferior del riser marino, dependiendo de la situación.

IV.1.5 TENSIÓN EFECTIVA

La tensión efectiva controla la estabilidad del riser y por lo tanto representa un concepto de gran importancia, que puede ser definido de diferentes formas:

- Aparece como el coeficiente del término Y'' en la ecuación diferencial básica que describe el comportamiento del riser.
- Es la tensión axial que se calcula en cualquier punto a lo largo del riser considerando únicamente la tensión en la cima y el peso aparente del riser y su contenido.

La tensión efectiva, T_e , está relacionada a la tensión axial de la pared del tubo, t_{real} , (también denominada tensión real o tensión verdadera) por la siguiente ecuación.

$$T_e = T_{real} - P_i A_i + P_o A_o$$

Donde P_i, P_o, A_i, A_o son las presiones y las áreas de sección transversal, interna y externa, respectivamente.

T_{real} se obtiene a partir del diagrama de cuerpo libre de la estructura del riser.

IV.1.6 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DEL RISER

La profundidad del agua se debe medir antes de iniciar la operación y la elevación del cabezal por arriba de la línea del lodo se mide en el momento en el que el cabezal es cementado en el lugar. La determinación de la longitud del riser involucra la selección del número de uniones del riser que formarán el aparejo del riser. Un buen método para comprobar la profundidad del agua y determinar la longitud requerida del aparejo del riser es medir la longitud real de la sarta de instalación de 20°. La longitud del riser normalmente se diseña para que la junta telescópica esté cerca o casi en la mitad de la longitud de su carrera cuando el conjunto de preventores se afianza al cabezal y el equipo esté en su posición de perforación normal en el nivel medio marino.

Muy pocas veces se puede alcanzar la posición exacta a media carrera debido a las longitudes discretas de los tramos cortos disponibles y a la variación con el tiempo de las profundidades del agua en una localización dada.

En la posición media, parte de la carrera de la junta telescópica, puede compensar el incremento de la longitud del riser resultante del movimiento del sistema flotante. Si la junta telescópica se extiende hasta sus límites, las cargas de tensión se incrementarán drásticamente; si la junta telescópica se retrae hasta su límite, el riser podría pandearse. Ambas condiciones deben ser evitadas.

Cuando se calcula la longitud del riser se deben considerar las siguientes dimensiones:

Dimensión (A)	Altura del cabezal desde el fondo marino
Dimensión (B)	Altura del conjunto de preventores y del paquete inferior del riser marino
Dimensión (C)	Longitud requerida del riser
Dimensión (D)	Longitud de la junta telescópica cuando se encuentra a la mitad de su carrera
Dimensión (E)	Distancia desde la base del desviador hasta la parte superior del buje de impulso
Dimensión (F)	Distancia desde el buje de impulso al fondo marino
Dimensión (G)	Longitud de la sarta instaladora de 20"

Las dimensiones (B), (D) y (E) son fijas mientras que las dimensiones (A), (F) y (G) son medidas en la localización del pozo.

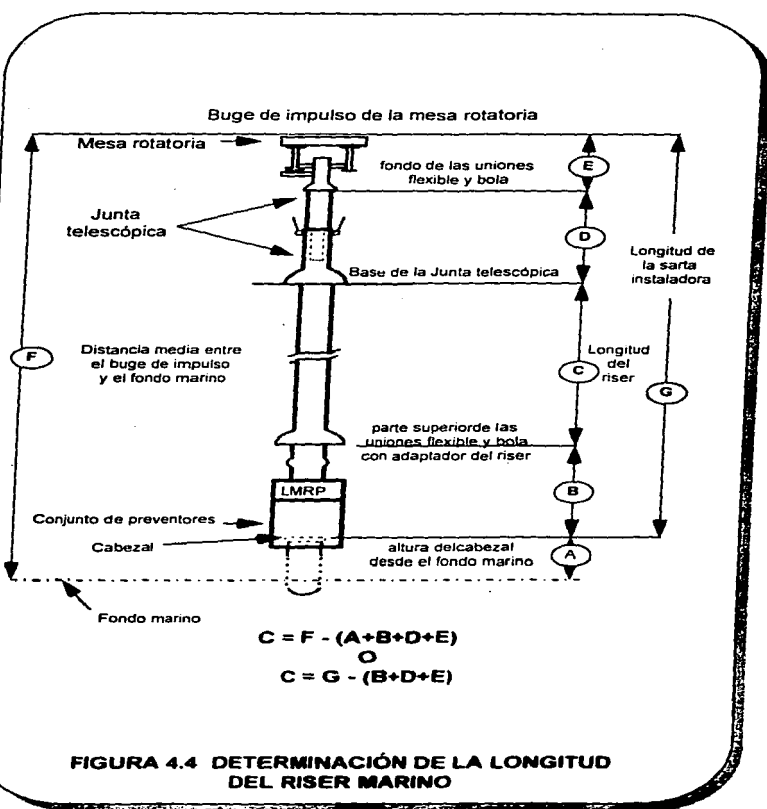
Así, la longitud del riser, Dimensión C, puede ser calculada de las siguientes formas.

$$C = F - (A + B + D + E)$$

o

$$C = G - (B + D + E)$$

Dependiendo de si es utilizada la profundidad del agua o la longitud de la sarta instaladora de 20" (ver Figura 4.4).



$$C = F - (A+B+D+E)$$

$$C = G - (B+D+E)$$

FIGURA 4.4 DETERMINACIÓN DE LA LONGITUD DEL RISER MARINO

Ejemplo: Una plataforma semisumergible se encuentra perforando un pozo a 2,000 [Ft] (MLVV) de tirante. El cabezal ha sido cementado en un lugar por arriba del fondo marino medido. Se tienen que tomar en cuenta equipo, medio ambiente y datos de operación para introducirlos en la hoja de cálculo del análisis del riser. Determinar la longitud del riser utilizando el tramo apropiado.

Solución

$$\text{Longitud del riser} = C = F - (A+B+D+E)$$

donde:

$$\begin{aligned} F &= (\text{Tirante de agua}) + (\text{Cambio promedio de la marea}) + (\text{Distancia desde la superficie del agua hasta el buje de impulso}) \\ &= 2000 \text{ pies} + 2.5 \text{ pies} + 85.5 \text{ pies} \\ &= 2088 \text{ [pies]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} A &= \text{Altura del cabezal desde el fondo marino} \\ &= 4.8 \text{ [pies]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} B &= (\text{Altura del conjunto de preventores inferior}) + (\text{Altura del LMRP}) \\ &= 22.7 \text{ pies} + 20.0 \text{ pies} \\ &= 42.7 \text{ [pies]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D &= (\text{Longitud máxima de la junta telescópica en posición descendente}) + \frac{1}{2} (\text{Carrera}) \\ &= 61.2 \text{ pies} + \frac{1}{2} (111.2 - 61.2) \text{ pies} \\ &= 86.2 \text{ [pies]} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} E &= (\text{Parte superior de la unión flexible/bola, debajo del buje de impulso [piso de perforación]}) + (\text{Longitud compuesta de la junta flexible/bola}) \\ &= 10.1 \text{ pies} + (1.0 + 3.3) \text{ pies} \\ &= 14.4 \text{ pies} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C &= 2088 \text{ pies} - (4.8 + 42.7 + 86.2 + 14.4) \text{ pies} \\ &= 1939.9 \text{ [pies]} \end{aligned}$$

Utilizar 38 tramos de riser de 50 pies, más un tramo corto de 15 y uno de 25 pies, ver Figura 4.5. Esto hace que la junta telescópica se encuentre casi en la mitad de su carrera.

Todas las longitudes y pesos están basadas en dimensiones supuestas.

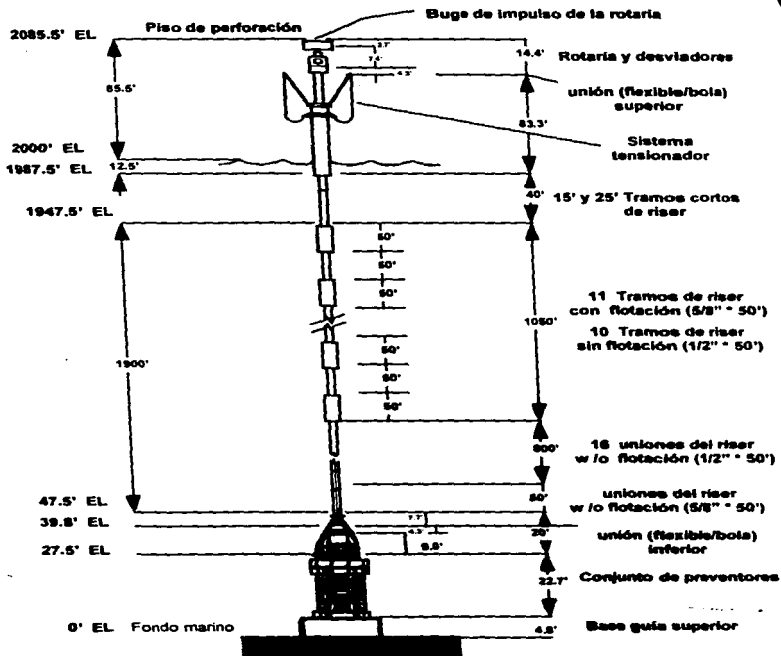


FIGURA 4.5 SEMISUMERGIBLE "SPICED JAR" EJEMPLO DE CONFIGURACIÓN DE RISER

Determinación de la tensión mínima en la parte superior del riser

Problema. Usando los datos para el diseño y selección de un riser de perforación para determinar la longitud del riser del ejemplo anterior y acompañado del diagrama del riser Figura 4.5., determinar la tensión mínima superior del riser para los siguientes casos:

- a) Perforando con un fluido de perforación de 14.0 [lb/gal]
- b) Sin perforar con un fluido de perforación de 14.0 [lb/gal]
- c) Perforando con un fluido de perforación de 12.0 [lb/gal]
- d) Sin perforar con un fluido de perforación de 12.0 [lb/gal]
- e) Perforando con un fluido de perforación de 8.555 [lb/gal] (salmuera)
- f) Sin perforar con un fluido de perforación de 8.555 [lb/gal]

Solución

T_{min} está determinada por:

T _{min}	=	T _{SRmin} N / [Rf (N-n)]
T _{SRmin}	=	Tensión mínima anillo W _s fwt - B _n f _{bt} + A _i (dm H _m - d _w H _w)
W _s	=	Peso del riser en agua [lbs]
fwt	=	Factor de tolerancia del peso en agua
f _{bt}	=	Pérdida de flotación y factor de tolerancia de la compresión elástica, término de absorción del agua y tolerancia de manufactura
A _i	=	Área de la sección transversal interna en [pies ²]
dm	=	Densidad del fluido de perforación (7.48* lb/gal [lb/pies ³])
H _m	=	Columna del fluido de perforación

dw = Densidad del agua (64 [lb/pies³])

Hw = Columna de agua marina tomando en cuenta el oleaje y la marea

Hoja de Cálculo del Análisis del Riser

Localización	Costas del Este de EU
Tirante de agua y Referencia	2000 (pies) de tirante de agua
Nombre de la unidad flotante	SPICED JAR
Tipo de unidad flotante	Semisumergible
Ancho de la unidad flotante	65 [pies]
Distancia desde el piso de perforación al espejo de agua	85.5 [pies]
Dimensiones de la escotilla	-----

Sistema Tensionador			
No. de tensionadores	12	Rango límite de tensión dinámica (ea,kip)	80
No de tens. por acumulador	2/(1)	Fac. de reducción del tensionador (rot/no-rot)	.95/.90
Ang. de la línea de tensión	3°	φ de la línea de tensión [pg]	2.0
Soporte de apoyo de la línea de tensión (kip)	396	Tipo de terminación	Wdg. Sckt.
peso del cable @ tens. (kip)	55	Eficiencia de la terminación	.65

Junta telescopiada			
Longitud de la junta en posición descendente [pies]	61.2	Long. totalmente extendida	111.2 [pies]
Long. de la unión bola/flex superior [pies]	4.3	Longitud entre la línea de ret. de lodo y el piso de perf	6.4
φ del barril exterior en [pg]	24	Espesor de pared del barril exterior [pg]	.5
Peso en el aire del barril exterior en [lbs]	11 177	peso en el agua del barril exterior en [lbs]	9 713
Rango de carga [kip]	1 000	punto de Cedencia del barril extrior en [ksi]	55
φ de arrastre en [pg]	32.5	CD1/CD2 (lo/h ₁ Re)	1.2/.9
φ de imasa en [pg]	25.1	Coefficiente de masa CM	2.0

Parámetros de perforación	perforando	no-perforando	desconectado
Densidad del fluido [lb/gal]	12 & 14	8.56, 12 & 14	8.56
Desplazamiento de la unidad flotante (% de tirante)	0 & 2	2 & 4	6
Tensión de la parte superior (% de Lim Ten. Din)	50-90	50-90	-

untas del riser	Tipo1	Tipo2	Tipo3
No. de juntas	26	2	12
Flotación	no	no	no
Longitud estandar del tramo [pies]	50	50	50
Tipo de cople	Brad X	Brad X	Brad X
Rango de carga del cople [kip]	1 250	1 250	1 250
Cedencia del cople [ksi]	-	-	-
Factor de amplitud del esfuerzo del cople	-	-	-
peso del cople en [lbs]	2 400	2 400	2 400
Ø Exterior del tubo principal en [pg]	21	21	21
espesor de pared de la tubería principal en [pg]	.5	.625	.625
Esfuerzo de cedencia de la tubería principal [ksi]	65	65	65
Factor delesfuerzo amplif de la tubería	1.5	1.5	1.5
Ø ext. e int. de la línea de matar y estrangular [pg]	4.0/2.625	4.0/2.625	4.0/2.625
Ø ext. e int. de la línea de arranque de lodo en [pg]	4.0/3.375	4.0/3.375	4.0/3.375
Ø int. de la línea hidráulica en [pg]	-	-	-
peso en el aire del riser vacío en [lbs]	10 850	12 553	13 403
peso sumergido en [lbs]	9 429	10 909	11 647
Tolerancia del peso del acero (%)	+5	+5	+5
Tipo de flotación	-	-	Synt. espuma
Densidad de la espuma en [lb/pies ³]	-	-	-
Ø del flotador en [pg]	-	-	40
Long. del flotador [pies]	-	-	45
peso en el aire del flotador en [pies]	-	-	6 030
net. del peso del flotador en [lbs/Jt]	-	-	9 240
Tolerancia del peso del flotador (%)	-	-	+2
Pérdida de flotación (E-T) (%)	-	-	2
Ø de arrastre en [pg]	29.0	29.0	40.0
Ø de masa en [pg]	22.1	22.1	40.0
CD1/CD2 (to/hi Re)	1.2/9	1.2/9	1.2/8
Coef de masa CM	2	2	2

Longitud Estandar del tramo corto [pies]	5	10	15	25
Ø ext. del tuboprincipal en [pg]	21	21	21	21
espesor de pared del tubo principal en [pg]	.50	.50	.50	.50
peso en el aire en [lbs]	2 453	3 361	4 349	6 165
peso sumergida en [lbs]	2 132	2 921	3 799	5 357

Unión Bota/Flexible y adaptador	superior	inferior	intermedia
Rango [kip]	-	830.7	-
Long.entre el piso marino y el conector de rotación en (ft)	-	39.8	-
Distancia	10.1	-	-
Distancia a la cima del conector [pies]	1.0	7.7	-
Distancia a la base del conector [pies]	3.3	3.3	-
Peso efectivo en el aire en [lbs]	-	11 754	-
Peso efectivo en el agua en [lbs]	-	10 214	-
Rigidez axial (kip/pg)	-	4 400	-
Rigidez rotacional (k ft/grados)	0	20.0	-
Rotación máxima (grados)	10	10	-
φ de arrastre en [pg]	45	32.5	-
CD1/CD2 (lo/hi Re)	1.5/1.5	1.5/1.5	-
Coef de masa CM	2	2	-

Preventor/cabezal	LMRP	pila inferior	cabezal
Longitud en [pies]	20	22.7	4.8
Peso en el aire en [lbs]	70 000	260 000	-
Peso en el agua [lbs]	60 830	225 940	-
φ de arrastre en [pg]	66	120	-
Vol Hidráulico [pies ³ /pies]	20	50	-
Tensión max (kip)	2 000	2 000	2 000
Momento de flexión max (k/pies)	2 000	2 000	2 000

Condiciones del medio ambiente						
modo de operación	perforando		no-perforando		desconectado	
Altura de la ola [pies]	-	-	-	-	-	-
periodo de la ola [seg]	-	-	-	-	-	-
Altura de una sola ola [pies]	16.0	-	21.4	-	26.9	-
Duración prom del periodo seg	8.80	-	9.20	-	9.70	-
periodo pico [seg]	9.94	-	10.93	-	13.90	-
Tipo de espectro	Jonswap		Jonswap		Jonswap	
Perfil de corriente	WD (pies)	kn	WD (pies)	kn	WD (pies)	kn
	5	1.75	0	2.00	0	2.25
	33	1.75	33	2.00	33	2.25
	377	.58	377	.68	377	.75
	873	.52	873	.59	873	.67
1 509	.35	1 509	.40	1 509	.45	
2 000	.22	2 000	.25	2 000	.28	
Surgenia máxima más mareas	5	-	5	-	10	-

Respuesta al movimiento de la unidad flotante (amplitud/amplitud)								
Surgencia / Vaivén			Mov. vertical de la unidad flotante (R/R)			Agitación / Pendiente (°/pies)		
T (seg)	RAQ pies/pies	(i) °	T (seg)	RAQ pies/pies	(i) °	T (seg)	RAQ pies/pie s	(i) °
0	0	0	5.66	0.30	1.23	0	0	0
3	0.39	27	6.01	0.30	1.50	3	0.05	270
4	0.91	90	6.37	0.20	1.65	4	0.12	90
5	1.50	270	6.76	0.10	1.64	5	0.19	90
6	2.34	270	7.18	0.01	1.58	6	0.41	270
7	1.33	270	7.62	0.26	1	7	0.122	270
8	0.24	90	8.08	0.58	-11	8	0.179	270
9	1.79	90	8.58	1.06	-16	9	0.206	270
10	3.10	90	9.10	1.69	-16	10	0.212	270
11	4.17	90	9.66	2.40	-13	11	0.207	270
12	5.03	90	10.25	3.06	-9	12	0.194	270
13	5.75	90	10.88	3.61	-6	13	0.180	270
14	6.33	90	11.55	4.05	-3	14	0.163	270
15	6.82	90	12.25	4.38	-2	15	0.147	270
16	7.23	90	13.01	4.62	-1	16	0.133	270
17	7.61	90	13.82	4.76	0	17	0.119	270
18	7.99	90	14.69	4.77	0	18	0.106	270
19	8.33	90	15.64	4.59	0	19	0.095	270
20	8.70	90	16.68	4.06	0	20	0.084	270
			17.84	2.67	-1			
			19.94	2.06	-17.3			
			20.60	3.00	-7.5			
			22.28	1.799	-1			
			24.19	1.330	0			
			26.39	1.112	0			
			28.91	1.181	0			

Peso del riser sumergido
comparando factores de tolerancia ($W_r f_m$)

Junta del riser	W_r / J_1	W_r	f_m	$W_r f_m$
26 @ tipo 1	9 429	245 154	1.05	257 412
1 @ tipo 2	10 909	10 909	1.05	11 454
11 @ tipo 3	11 647	128 117	1.05	134 523
15' tramo corto	3 779	3 799	1.05	3 968
25' tramo corto	5 357	5 357	1.05	5 625
Junta slip bby. WT	11 177	11 177	1.05	11 736
$\Sigma W_r f_m$		404 493 lb		424 718 lb

**Flotación Net del riser
comparando factores de tolerancia (B_n, f_{nt})**

Junta del riser	B_n / J_n	B_n	f_{nt}	$B_n f_{nt}$
11 @ tipo 3	9 240	101 640	0.96	97 574
$B_n f_{nt}$		101 640 lb		97 574 lb

Sección transversal del fluido de perforación en el riser (incluyendo líneas auxiliares) en el fondo del riser (A_i) para un riser tipo 2 en el fondo.

$$A_i = \pi / 4 (19.75^2 + (2 \cdot 2.625^2) + 3.375^2) / 144 = 2.2647 \text{ pies}^2$$

Presión de la columna del fluido de perforación ($d_m H_m$)

a) Densidad del fluido de perforación (d_m)

$$\begin{aligned} d_m &= 8.555 \text{ lb/gal} \cdot 7.48 \text{ gal/pies}^3 = 64 \text{ lb/pies}^3 \\ d_m &= 12 \text{ lb/gal} \cdot 7.48 \text{ gal/pies}^3 = 89.76 \text{ lb/pies}^3 \\ d_m &= 14 \text{ lb/gal} \cdot 7.48 \text{ gal/pies}^3 = 104.72 \text{ lb/pies}^3 \end{aligned}$$

b) Altura de la columna del fluido de perforación para desbordar, incluyendo casos de tormenta (H_m)

$$H_m = 50 + 800 + 1 050 + 40 + 83.6 + 14.4 - 6.4 + 5 = 2 036.6 \text{ pies}$$

c) Presión de la columna del fluido de perforación ($d_m H_m$)

- Con agua de mar en el riser
 $d_m H_m = 2 036.6 \cdot 64 = 130 342.4 \text{ lb/pies}^2$
- Con fluido de perforación de 12 lb/gal
 $d_m H_m = 2 036.6 \cdot 89.76 = 182 805.22 \text{ lb/pies}^2$
- Con fluido de perforación de 14 lb/gal
 $d_m H_m = 2 036.6 \cdot 104.72 = 213 272.75 \text{ lb/pies}^2$

Presión de la columna del agua de mar ($d_w H_w$)

a) Densidad de la columna del agua de mar (d_w)

$$d_w = 64 \text{ lb/pies}^3$$

- b) Altura de la columna de agua de mar hasta el centro de la junta flexible inferior, incluyendo casos de tormenta (H_w)

$$H_w = 2000 - 4.8 - 22.7 - 20 + 5 = 1,957.5 \text{ pies}$$

- c) Presión de la columna del agua de mar ($d_w H_w$)

$$d_w H_w = 1,957.5 \cdot 64 = 125,280 \text{ lb/pies}^2$$

Área de sección transversal contra presión diferencial

- a) Con agua de mar en el riser

$$A_i (d_m H_m - d_w H_w) = 2.2647 (130,342 - 125,280) = 11,464 \text{ lb}$$

- b) Con fluido de perforación de 12 lb/gal

$$A_i (d_m H_m - d_w H_w) = 2.2647 (182,805 - 125,280) = 130,277 \text{ lb}$$

- c) Con fluido de perforación de 14 lb/gal

$$A_i (d_m H_m - d_w H_w) = 2.2647 (213,273 - 125,280) = 199,278 \text{ lb}$$

Mínima tensión del anillo de cuñas (lb)

$$T_{SRmin} = W_a f_{wt} - B_n f_{bt} + A_i (d_m H_m - d_w H_w)$$

- a) Con agua de mar en el riser

$$T_{SRmin} = 424,718 - 97,574 + 11,464 = 338,608 \text{ lb}$$

- b) Con fluido de perforación de 12 lb/gal

$$T_{SRmin} = 424,718 - 97,574 + 130,277 = 457,421 \text{ lb}$$

- c) Con fluido de perforación de 14 lb/gal

$$T_{SRmin} = 424,718 - 97,574 + 199,278 = 526,422 \text{ lb}$$

Tensión mínima requerida en la parte superior (lb)

$$T_{\min} = T_{SR\min} N / [R_f (N-n)]$$

donde:

- N** = Número de tensionadores que soportan el riser = 12
n = Número de tensionadores sujetos a falla repentina = 2
R_f = Factor de reducción que relaciona la tensión vertical en el anillo de cuñas con el tensionador para tomar en cuenta el ángulo de la línea y la eficiencia mecánica (usualmente 0.9-0.95)
 = 0.95 (perforando)
 = 0.90 (sin perforar)

a) Perforando con fluido de perforación de 14.0 [lb/gal]

$$T_{\min} = 526\,422 \cdot 12 / (0.95 \cdot 10) = 664\,954 \text{ lb}$$

b) Sin perforar con fluido de perforación de 14.0 [lb/gal]

$$T_{\min} = 526\,422 \cdot 12 / (0.90 \cdot 10) = 701\,896 \text{ lb}$$

c) Perforando con fluido de perforación de 12.0 [lb/gal]

$$T_{\min} = 457\,421 \cdot 12 / (0.95 \cdot 10) = 577\,795 \text{ lb}$$

d) Sin perforar con fluido de perforación de 12.0 [lb/gal]

$$T_{\min} = 457\,421 \cdot 12 / (0.90 \cdot 10) = 609\,895 \text{ lb}$$

e) Perforando con agua de mar de 8.555 [lb/gal]

$$T_{\min} = 338\,608 \cdot 12 / (0.95 \cdot 10) = 427\,715 \text{ lb}$$

f) Sin perforar con agua de mar 8.555 [lb/gal]

$$T_{\min} = 338\,608 \cdot 12 / (0.90 \cdot 10) = 451\,477 \text{ lb}$$

IV.2 DISEÑO Y SELECCIÓN DE UN RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

IV.2.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UN RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Las consideraciones específicas de diseño para risers de terminación y reparación incluyen:

- 1) Profundidad del agua
- 2) Relación de fuerzas
- 3) Presión y rango de la tubería
- 4) Diámetro interior
- 5) Configuración y espaciamiento de la tubería
- 6) Restricciones de la línea de acero
- 7) Restricciones dimensionales
- 8) Requerimientos de la línea de control o de la umbilical
- 9) Consideraciones del tiempo de operación
- 10) La vida de operación.

El diseño de un riser de terminación es análogo al diseño de la tubería del fondo del agujero, siempre y cuando el riser este siendo usado únicamente en el interior del riser de perforación y del conjunto de preventores. Un riser de terminación o un riser de reparación que es utilizado en aguas profundas, debe ser diseñado adicionalmente con consideraciones convenientes para los factores de carga del medio ambiente. Estas consideraciones incluyen los movimientos superficiales del sistema flotante, la acción de las olas y de las corrientes.

IV.2.2 ANÁLISIS GENERAL DE LOS RISERS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Los análisis del sistema de riser de terminación y reparación están basados en un modelo matemático de una viga tensionada casi vertical sujeta a cargas laterales surgidas de la interacción hidrodinámica/estructura. Cada componente del riser está descrito matemáticamente en términos de sus características estructurales, hidrodinámicas y de reacciones a fuerzas y momentos aplicados por los componentes adyacentes. Un análisis típico del riser consiste de los siguientes pasos.

- Reunión y revisión de los parámetros de entrada
- Especificación el diseño permisible y criterio de operación
- Realización de los análisis dinámicos del riser y de los cálculos usando los parámetros de entrada

- Aplicación del criterio de diseño y operación al resultado calculado para desarrollar los lineamientos de operación
- Análisis del comportamiento de la fatiga
- Verificación del rendimiento del componente con las cargas calculadas del riser
- Preparar la documentación analizada y los resultados

A. PARÁMETROS DE ENTRADA

La Sección A.1 lista los datos de entrada y los criterios de operación y diseño requeridos para llevar a cabo los análisis de deflexión y esfuerzo de un sistema de riser de terminación y reparación.

A.1 DATOS TÍPICOS PARA EL ANÁLISIS DE RISERS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

- 1.- Ambientales**
 - Profundidad del agua
 - Casos de tormenta especificados (Espectro de ola, modelo de espectro de energía, perfiles de corriente y viento)
 - Diagrama de esparcimiento de olas (para el análisis de la fatiga)
- 2.- Tipos de accesorios del riser**
 - De conexión
 - De colgamiento
- 3.- Configuración del riser**
 - Longitud de los tramos estándar
 - Longitud de los tramos cortos
 - Altura del árbol submarino arriba del fondo marino
 - Altura del paquete inferior del riser de reparación (LWRP) arriba del árbol
 - Altura del paquete de desconexión de emergencia (EDP) arriba del LWRP
 - Altura de la junta flexible arriba del EDP
 - Elevación del piso de la plataforma arriba del nivel medio del agua (MWL)
 - Peso del árbol submarino, del LWRP, del EDP y de la junta flexible
- 4.- Propiedades de los tramos del riser y de junta de tensión**
 - Sarta exterior (Jacket externo)

- Diámetro exterior
 - Diámetro interior
 - Esfuerzo de cedencia del material
 - Peso por unidad de longitud
 - Peso de las uniones de los tramos
 - **Sartas interiores de tubería**
 - Diámetro exterior
 - Diámetro interior
 - Esfuerzo de cedencia del material
 - Peso por unidad de longitud
 - Coordenadas de localización de los centros de cada tubo
 - **Umbilical**
 - Diámetro
 - Peso por unidad de longitud (lleno) en aire
 - Peso por unidad de longitud (lleno) en agua
- 5.- **Propiedades de la junta de esfuerzos y de la junta flexible**
- Propiedades dimensionales y de rigidez de la junta de esfuerzos
 - Rigidez de junta flexible
 - Ángulo máximo de la junta flexible
 - Ángulo máximo de desconexión del EDP
- 6.- **Mecanismos de flotación**
- Diámetro exterior
 - Longitud por junta
 - Peso en el aire
 - Capacidad en el agua
- 7.- **Efectos hidrodinámicos**
- Coeficiente de arrastre (lateral y axial) con y sin flotación
 - Coeficiente de masa agregado (lateral y axial) con y sin flotación
 - Coeficiente de arrastre (lateral y axial) del árbol submarino, del LWRP, del EDP y de la junta de esfuerzos
 - Coeficiente de masa agregado (lateral y axial) del árbol submarino del LWRP, del EDP y de la junta de esfuerzos
- 8.- **Movimientos de la unidad flotante**
- Compensación promedio de la unidad flotante a partir del cabezal submarino
 - Movimientos dinámicos (RAO's) incluyendo una definición matemática completa del ángulo de fase en términos de la excitación de las olas y de la respuesta de la unidad flotante.

- 9.- Tensión máxima disponible en la cima
- 10.- Densidad del fluido de terminación y del lodo
- 11.- Presiones de operación para las condiciones de tormenta especificadas
- 12.- Datos geotécnicos
 - Características de la interacción suelo / estructura del pozo

B. DOCUMENTACIÓN ANALIZADA Y DE SALIDA

A continuación se enlistarán los datos del análisis del riser que deben ser registrados y conservados.

- Parámetros de diseño de entrada originales (Sección A.1) y/o datos de entrada para computadora (archivos).
- Áreas de máximo esfuerzo y su magnitud.
- Capacidad de carga estática estimada (capacidad de tensión).
- Análisis de la fatiga de las áreas de máximo esfuerzo.
- Cargas impuestas por el riser de reparación y terminación al árbol y al cabezal submarinos.

Esta información, que es el resultado de una ardua investigación, constituye la base para la selección de un riser de terminación y reparación.

Otra información que puede influir en el diseño y en la selección de un riser es la que a continuación se describirá.

C. SELECCIÓN DEL MATERIAL

La selección del material del que estará constituido un riser es una de las etapas más importantes del diseño y de la selección del riser. Por tal razón, es importante tomar en cuenta las guías existentes para la selección de los materiales metálicos y no metálicos convenientes para las condiciones y servicios experimentados por un riser durante su uso. Se deberá poner particular atención a la habilidad que tienen los materiales para resistir las fuerzas aplicadas durante la instalación, operación y pruebas así como su resistencia a los fluidos y tratamientos químicos del pozo

Materiales Metálicos

Los componentes metálicos pueden variar según las condiciones de servicio, pero deben cumplir con las especificaciones escritas por el fabricante. Estas especificaciones deben definir:

- a) Los límites de la composición química
- b) Las condiciones de tratamiento de calor
- c) Los límites de las propiedades mecánicas
 - Resistencia a la tensión
 - Resistencia a la cedencia
 - Elongación
 - Reducción en área
 - Endurecimiento
 - Resistencia al impacto
- d) Práctica de fundición
- e) Práctica de formación

Materiales Metálicos Distintos

El uso de metales distintos en un montaje debe ser evitado para impedir la corrosión galvánica. Si se tuviera que utilizar metales distintos, se debe tener cuidado en la selección de metales con potenciales galvánicos similares para minimizar la corrosión.

Materiales No Metálicos

Los materiales no metálicos deben ser capaces de resistir la operación, las presiones, las temperaturas y el medio ambiente químico especificado por el operador y deberán ser compatibles con el servicio al cual están destinados.

D. CORROSIÓN

El riser de terminación y reparación puede estar expuesto internamente a breves periodos de corrosión debido a los fluidos producidos junto con los fluidos de terminación y los tratamientos químicos del pozo. Externamente el riser está expuesto al ambiente de una zona de lavado de agua salada.

Corrosión Interna

Se deben considerar el tipo de fluidos que están siendo manejados por el riser y dar tolerancias especiales para los fluidos que son particularmente corrosivos. Los grados de corrosión debidos a los fluidos producidos y a cualquier tratamiento de fluidos se deben considerar cuando se determine el espesor de pared de la tubería. El cuidado en la selección de las conexiones roscadas de las juntas de la tubería de producción puede minimizar la corrosión en los espacios muertos. Donde sea necesario, se puede mitigar la corrosión interna por uno o más de los siguientes factores: limpieza/escariado a intervalos regulares con bactericidas, inhibidores, deshidratadores, etc.; aplicar una capa temporal, tal como grasa, para minimizar la exposición de la superficie; colocación de protectores y una capa interna más permanente tal como plástico o resina epóxica.

Corrosión externa

El contacto externo con los fluidos debe ser considerado en la selección del material y recubrimiento externo del riser. Los efectos de la zona de lavado requerirán protección adicional debido a la luz del sol, a la espuma del agua marina y algunos daños mecánicos. Los sistemas de recubrimiento externo deben incluir las siguientes consideraciones, donde quiera que sean requeridos.

- a) Consideraciones de carga mecánica, incluyendo: la dilatación (o contracción) térmica, las cargas de instalación y manejo, las cargas de fatiga, el daño debido a la conexión y desconexión del riser y la fricción en contra de los componentes de empuje del conector del riser.
- b) Resistencia al daño por la exposición temporal a fluidos internos durante la conexión y desconexión del riser.
- c) Resistencia a la migración del agua por debajo del recubrimiento.
- d) Resistencia a la falta de adherencia, al flujo frío, fragilización, formación de carbonatos y al agrietamiento
- e) Incorporación una primera capa resistente a la corrosión (tal como el zinc inorgánico) ya que los sistemas de protección catódica pueden ser poco prácticos.
- f) Fácil reparación y/o reaplicación
- g) Asegurarse que los metales estén perfectamente revestidos para contrarrestar la corrosión galvánica. Específicamente, los materiales catódicos deben estar bien revestidos con respecto a los materiales anódicos adyacentes.

IV.2.3 ANÁLISIS RECOMENDADO POR EL API PARA LOS RISERS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Se recomienda realizar el análisis dinámico del riser usando ambas técnicas, la del dominio del tiempo y la del dominio de la frecuencia. De estos dos métodos, el del dominio del tiempo es más exacto y confiable. Se requiere el método de solución del dominio del tiempo para predecir las respuestas dinámicas o transitorias del riser, así como también para confirmar la confiabilidad y la conveniencia del método del dominio de la frecuencia para modelar el comportamiento dinámico del riser. Las soluciones del método del dominio de la frecuencia predicen condiciones de estado estacionario y son usadas con frecuencia debido a que tienen un menor tiempo de cálculo.

También se recomienda realizar un análisis de fatiga, el cual es una compilación estadística de los resultados de los análisis dinámicos del riser para evaluar los efectos acumulativos de las cargas ambientales y de los movimientos del sistema flotante sobre el riser de terminación y reparación para estimar la vida probable de fatiga (en años) de este tipo de sistema de riser. Se puede utilizar la solución del dominio del tiempo o la del dominio de la frecuencia para calcular las variaciones del rango de esfuerzo a lo largo del riser.

De acuerdo a la práctica general aceptada de la industria con los risers de terminación y reparación, se recomiendan las siguientes guías para el análisis y diseño del sistema.

- a) Los niveles máximos de esfuerzo de Von Mises en el tubo(s) riser y de sus componentes no deben exceder el 67% de la resistencia a la cedencia en condiciones normales de operación. Los niveles máximos de esfuerzo no deben exceder el 80% de la cedencia bajo condiciones extremas de operación.
- b) Se debe incluir una tolerancia de pérdida de peso por corrosión en el espesor de pared de las juntas de la tubería de producción dentro del riser. Los análisis deben ser realizados con el espesor de pared inicial. Después, se deben realizar análisis usando el espesor de pared reducido para la vida del riser de reparación y terminación para verificar su ajuste apropiado.
- c) Algunos ejemplos de métodos de análisis que se pueden realizar son: análisis con la teoría de la energía de la distorsión, análisis de fatiga, análisis de carga, análisis de elemento finito y prueba experimental.
- d) Se deben conducir análisis de movimientos axiales (incluyendo la vibración de la columna de fluido) asociados con la condición de colgamiento.
- e) Los componentes del riser, tales como los conectores, los conjuntos de bayoneta y las interfaces de las herramientas instaladoras, deben ser diseñadas para alcanzar o

exceder la resistencia mecánica de las sargas de tubería de producción del riser (y el riser exterior) usadas en un sistema de riser de terminación y reparación. La documentación del diseño debe demostrar la resistencia mecánica de los componentes a través del análisis mecánico. Algunos ejemplos de métodos de análisis que se pueden realizar son: análisis con la teoría de la energía de la distorsión, análisis de fatiga, análisis de carga, análisis de elemento finito y prueba experimental.

- f) El ángulo máximo de desconexión del paquete de desconexión de emergencia debe ser definido para los límites de condición de operación de entrada para el análisis del riser.
- g) El ángulo máximo de deflexión del riser de perforación en la unión bola, junta flexible o de esfuerzos para permitir el paso del colgador de la tubería, de la herramienta instaladora del colgador de la tubería y de la unión adaptadora del conjunto de preventores del riser de terminación y reparación, debe ser definido para los límites de condición de operación de entrada para el análisis de los risers.
- h) Los medios para soportar y tensionar la porción superior del conjunto del riser de terminación y reparación (tales como el conjunto de la araña, el soporte lateral de la mesa rotaria, tensión aplicada en ciertos puntos de la junta de tensión o árbol superficial) deben ser definidos y modelados adecuadamente para asegurar el comportamiento satisfactorio del riser con respecto a la superficie del sistema flotante del cual está suspendido. Algunos puntos típicos que deben ser dirigidos por el análisis incluyen:
 - Capacidad del tensionador del riser, tanto vertical como lateral.
 - Los límites de movimiento libre del riser o árbol superficial colocados arriba del sistema tensionador del riser, incluyendo la vibración y oscilación lateral y axial y la necesidad de apoyo lateral.
 - Los límites de movimiento del conjunto superior del riser de tal manera que no interfiera con otros equipos del sistema de riser o contacte con la superficie del sistema flotante.
 - Los límites de operación del conjunto de la araña.
 - Los ángulos máximo y de seguridad del riser en su parte superior limitados por las distancias permisibles a los lados de la escotilla de perforación o a la estructura del sistema flotante.
- i) Se debe realizar un análisis de vibración inducida por el vórtice de derrame para determinar el potencial de las vibraciones.

- j) Se debe tomar en cuenta el análisis de fatiga, tanto para la respuesta de primer orden de la ola, como para los componentes asociados con el movimiento de la unidad flotante de baja frecuencia.
- k) Los risers deben ser diseñados bajo la suposición de que el cabezal y el árbol submarinos están anclados rígidamente en el piso marino. Sin embargo, si se dispone de los datos de la interacción suelo / estructura del pozo, entonces su comportamiento debe ser incluido en el análisis del riser sobre un sitio específico. En algunos casos el comportamiento flexible de la interacción suelo / estructura del pozo puede conducir a la atenuación significativa de las cargas en el fondo del riser de terminación y reparación.

IV.3 DISEÑO DE UN RISER DE PRODUCCIÓN

IV.3.1 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

El diseño de un sistema de riser de producción requiere la definición de las funciones de producción, las propiedades de los fluidos en las líneas, las cargas del medio ambiente que actuarán sobre el riser y los movimientos del equipo con el cual el riser está conectado. Así, las cargas, fuerzas, momentos y desplazamientos resultantes pueden ser investigados y analizados de manera conveniente para el diseño de un sistema de riser de producción y sus componentes dados. El sobreesfuerzo local o la rápida acumulación del daño de la fatiga deben ser evitados. Se deben considerar en el diseño los procedimientos de instalación y las cargas que lo acompañan.

Existe similitud entre los métodos de análisis para risers de perforación y los risers de producción de tubería rígida. Sin embargo, la única diferencia que existe entre ambos es la funcional y debe ser tomada en cuenta en el diseño y análisis de los risers de producción. Estas diferencias incluyen la vida de servicio, los tipos de fluido, las altas presiones y la oportunidad de una inspección frecuente.

IV.3.2 DATOS DE DISEÑO DEL RISER

Los datos típicos requeridos para el diseño y la especificación de un riser de producción se listan a continuación.

Datos típicos para el análisis y la especificación de risers de producción.

1. Requerimientos Funcionales y Operacionales.

Contenidos del Riser

Composición del fluido (gas, vapor, líquido, sólido)
Propiedades del fluido
Gastos de flujo
Presión, temperatura
Esfuerzo alterno permisible, ángulos en la cima y en el fondo, ángulos en la junta flexible.
Factor de seguridad para ángulos, esfuerzos y pandeo permisibles.
Radios de pandeo y de tensión permisibles (tubería flexible).

2. Medio ambiente

Profundidad del agua
Altura de las olas, periodo, dirección y descripción espectral
Datos del viento
Direcciones y perfil de corriente
Datos de marea
Propiedades del agua de mar
 Salinidad
 Contenido de oxígeno
Crecimiento marino
Condiciones de hielo y formaciones de hielo
Datos de temperatura del aire y del agua
Datos sísmicos y geotectónicos

3. Datos de Movimiento del sistema de producción flotante

Características de respuesta de baja frecuencia y de las olas
Características del comportamiento del sistema de amarre

4. Especificación del diseño preliminar del riser

Arreglos de risers
 Descripción del espaciamiento y de las conexiones de extremo
 Descripción de las líneas auxiliares
 Interfase del riser en el sistema de producción flotante
 Interfase del riser en el piso manno

5. Configuración del riser

Longitud de juntas
Longitud de la carrera del equipo tensionador
Terminación y elevación de la junta flexible

6. Propiedades de los tramos del riser.

Dimensiones de la sección transversal
Propiedades del material
Datos del análisis de esfuerzo de los componentes

Diseño, presión interna y de colapso y temperatura (tubería flexible)
Peso de los componentes de los tramos (incluyendo crecimiento marino, aplicación de protección catódica, revestimientos, hielo, tolerancia a la corrosión, etc.)
Rigidez de las juntas flexibles (axial, flexural y torsional)
Peso de accesorios
Permeabilidad al gas (tuberías flexibles)

7. Dispositivos de flotación

Dimensiones y accesorios
Peso en el aire y en el agua
Capacidad de flotación en agua a la profundidad de instalación

8. Coeficientes hidrodinámicos

Arrastre
Masa

IV.3.3 DATOS DE DISEÑO DEL MEDIO AMBIENTE

El diseño de un riser de producción depende de la información oceanográfica, meteorológica, geotécnica y de otra información representativa de la localización.

Información Oceanográfica

La información del viento, de las olas y de las corrientes es esencial para el diseño del riser. En áreas de gran actividad ambiental, se requieren buenos datos estadísticos con respecto a la dirección, frecuencia, magnitud y variaciones estacionales que permitan la determinación del diseño satisfactorio del riser y de las cargas de operación. Las corrientes pueden variar mucho en magnitud y dirección sobre el tirante de agua. Los cambios de marea y el oleaje tormentoso cambian la profundidad aparente del agua en la determinación de las cargas. El crecimiento de organismos marinos sobre los sistemas de riser puede influir, tanto en su diseño, como en su mantenimiento.

Información Meteorológica

Los datos razonablemente precisos de la temperatura del mar y del aire son importantes para la determinación de las temperaturas de diseño y de los esfuerzos térmicos. Las temperaturas bajas pueden afectar la ductibilidad del material. La porción superior del riser puede estar expuesta a cargas debidas a la formación de hielo.

Información Geotécnica

Los aspectos geotécnicos están relacionados principalmente al soporte del equipo en el piso marino y a la sismicidad. Las cargas impuestas por el riser sobre el equipo en el piso marino y la forma en la que este equipo y la base del riser reaccionan a las cargas del riser pueden ser una condición límite importante en el diseño del riser. La sismicidad del área puede convertirse en cargas adicionales sobre el riser de producción y debe ser explicada apropiadamente.

Los risers de tubería flexible en movimiento en el piso marino pueden estar sujetos a la abrasión, al desgaste y al entierro.

IV.3.4 DATOS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN FLOTANTE

Se necesita la respuesta del sistema flotante a las cargas ambientales para determinar los requerimientos del mantenimiento de su posición para evaluar las cargas del riser. La colocación del equipo en el extremo superior del riser de producción, no únicamente influye en el diseño del riser, sino también puede influir en las cargas del sistema de producción flotante, especialmente para sistemas de risers de producción grandes que requieren tensiones altas en la cima.

Los movimientos verticales del sistema de producción flotante en la interface superior pueden inducir variaciones en la tensión más grandes en los riser de tubería flexible que en los risers de tubería rígida soportados por tensionadores. Si la configuración del sistema flotante incluye actividades simultáneas de perforación o reparación mientras está conectado el riser de producción, el espacio, la carga y la interferencia entre el equipo y los risers adyacentes pueden convertirse en consideraciones importantes de diseño. La disponibilidad de la información específica acerca del equipo superficial, en datos recientes en el proceso de diseño, puede ayudar a minimizar el número de iteraciones en el análisis y en el diseño del riser. Las limitaciones técnicas y económicas del sistema de riser de producción pueden ser tan grandes que influyan fuertemente la selección del sistema de producción flotante y de su sistema de mantenimiento de la posición.

IV.3.5 CRITERIO DE DISEÑO DEL RISER

El plan del operador para la operación del campo, el sistema de producción y la localización del campo afectan la mayoría de los límites de diseño y operación para un riser de producción. Los límites ambientales deben ser establecidos para cada uno de los modos de operación que pueden ocurrir incluyendo la operación normal, la conexión o la

desconexión del riser, el cierre del sistema, la inspección, el mantenimiento y las actividades de reparación.

Estos límites también son una función del sistema de producción flotante particular, de su sistema de mantenimiento de la posición y de los modos de operación requeridos del riser de producción. Las funciones del riser, los niveles y los ciclos del esfuerzo, los ángulos de compensamiento y los métodos para el manejo del equipo deben ser apropiadamente considerados cuando se fija el diseño y los límites operacionales.

IV.3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LA TUBERÍA INTERNA

El dimensionamiento de las líneas en un riser de producción debe ser determinado en una etapa temprana de la investigación del riser de producción para evitar iteraciones excesivas en el diseño del riser.

a) Condiciones de una sola fase

El criterio de la velocidad del flujo puede tener una influencia considerable sobre el diseño y los costos para un sistema de riser suspendido verticalmente. El criterio de velocidades mayores puede reducir los tamaños de la trayectoria de flujo. Esta reducción también se refleja en todo el riser de producción/tensión en la cima/equipo de soporte superficial. Esta relación es diferente de las guías de dimensionamiento normal de tubo. El reporte API RP 14E proporciona guías útiles para el dimensionamiento de la tubería.

b) Condiciones Multifase

El dimensionamiento de la trayectoria del flujo para flujo multifásico en tamaños menores (4-5") puede ser manejado con un grado relativamente alto de confianza debido a que los volúmenes de fluido contenido son pequeños y las técnicas de análisis son las mismas a las utilizadas en el dimensionamiento de las tuberías del pozo. Para risers de tamaño más grande, en aguas más profundas, los volúmenes de fluido contenido aumentan, los métodos de análisis para el flujo en estado estacionario se convierten en los menos confiables y pueden ocurrir condiciones de flujo transitorio/bache. Estos problemas son importantes consideraciones de diseño para las líneas del riser.

IV.3.7 CONSIDERACIONES ESTRUCTURALES

No existen códigos, especificaciones o recomendaciones prácticas que específicamente permitan un criterio de diseño estructural que sea utilizado para los sistemas de riser de producción flotantes. Los documentos del código ANSI tales como el B31.3, B31.4 y

B31.8, que han sido incorporados en otros documentos API, pueden proporcionar guías útiles al diseñador de risers de tubería rígida.

En general el diseño debe estar dirigido : a la compatibilidad metalúrgica entre el producto y el medio ambiente, a la prevención de los sobreesfuerzos durante la instalación, a los modos de producción y cierre, a los efectos de la temperatura, a la prevención de flexión, a la tolerancia a la corrosión, a altas resistencias de cedencia, etc.

Los criterios del límite de esfuerzo permisible para el diseño conceptual con aceros de baja mezcla son como sigue:

	Desconectado (0 psi)	Producción (Presión de trabajo)	Conectado Cierre (9 psi)
Esfuerzo neto en la sección ⁽¹⁾	67% / 50% ⁽²⁾	67% / 50%	80% / 60%
Esfuerzo de pandeo local	87% / 67%	87% / 67%	120%/90%

⁽¹⁾ Esfuerzo combinado, Von Mises

⁽²⁾ De la resistencia de cedencia/final mínima, cualquiera que sea menor.

Para riser de tubería flexible, el diseñador deberá ejercer un juicio ingenieril considerable y dependerá de los consejos específicos que los fabricantes del producto le den. Algunas guías son proporcionadas en la DNV's "Notas técnicas TNA 503 Tuberías flexibles y mangueras para Sistemas de líneas de flujo submarinas.

IV.3.8 PARÁMETROS DE DISEÑO Y PROCEDIMIENTOS DE ANÁLISIS

Las actividades típicas de diseño y análisis de riser de producción están enlistadas en forma de diagrama de flujo en la Tabla 4.2. Los datos ambientales y del movimiento del sistema de producción flotante del tipo de los listados con anterioridad (ver sección IV.3.2), proporcionan una base de datos a partir de la cual se pueden determinar casos de cargas de análisis de risers específicos. Estos casos deben incluir condiciones de tormenta operacionales y de sobrevivencia, además de alguna condición de carga de corta duración o condiciones de daño tales como los que pueden ocurrir durante la instalación y recuperación u operación del riser o relacionadas con el equipo auxiliar.

Las condiciones de carga especificadas deben ser usadas durante todas las etapas del proceso de diseño. Estas condiciones son usadas en el análisis de respuesta preliminar junto con las especificaciones del diseño preliminar del riser, donde se pone especial

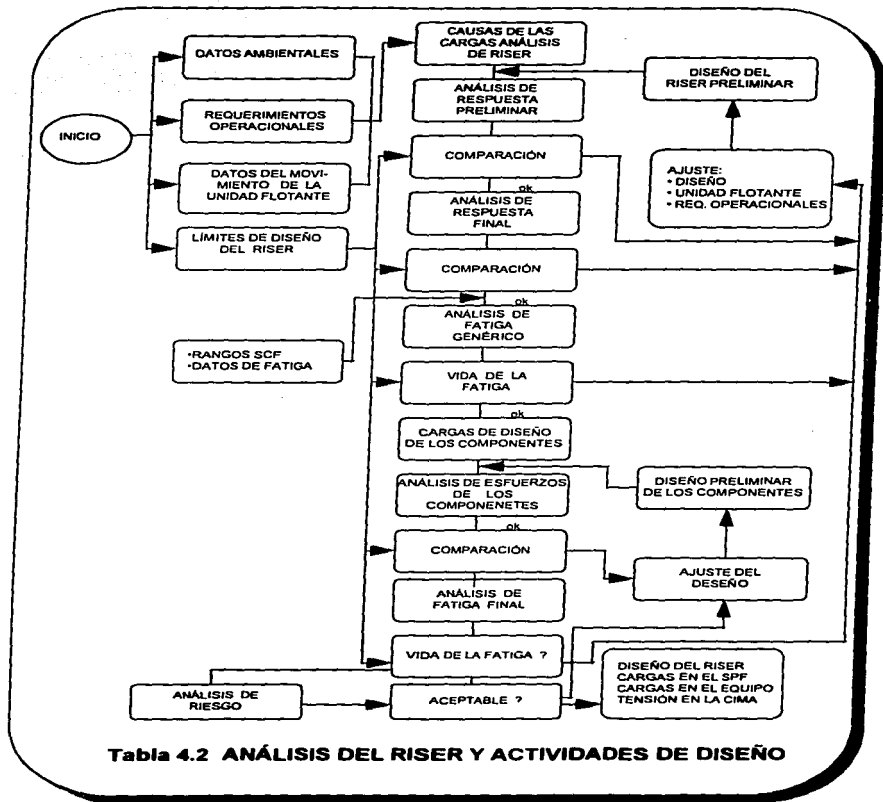


Tabla 4.2 ANÁLISIS DEL RISER Y ACTIVIDADES DE DISEÑO

atención a la estabilidad del riser y a la conveniencia total del diseño para la aplicación. Los análisis estáticos y del dominio de la frecuencia son empleados típicamente. Durante esta fase, el diseño y las especificaciones preliminares del riser pueden haber sido modificadas para asegurar los requerimientos de funcionalidad, operacionales y estructurales del riser.

Cuando un diseño preliminar satisfactorio ha sido identificado, deben llevarse a cabo análisis de respuesta más rigurosos. Esto típicamente incluiría los análisis del dominio del tiempo y el de la frecuencia y constituyen una comprobación analítica de nivel más alto sobre la configuración del diseño del riser. Los programas de control del modelo pueden ser apropiados siguiendo este nivel de análisis de respuesta.

Los resultados de las pruebas del modelo comprueban el movimiento y los rangos del esfuerzo predichos analíticamente y pueden proporcionar discernimiento a las respuestas anómalas no identificadas en la investigación analítica.

Los análisis y pruebas proporcionan datos requeridos para especificar las cargas de diseño sobre componentes individuales y para realizar un análisis preliminar de fatiga. Una vez terminado el diseño de los componentes y el análisis de esfuerzos, se realiza un análisis final de fatiga sobre todo el sistema.

Un análisis de falla puede ser útil para identificar posibles malos funcionamientos de los componentes o fallas que puedan propagarse, causando la falla o el sobre esfuerzo de otros componentes del sistema. Estos análisis deben identificar riesgos al equipo o al personal. Si los riesgos poco convenientes son identificados, el proceso de diseño debe ser repetido después de los ajustes convenientes a los casos de cargas y a las especificaciones preliminares de diseño. Frecuentemente, se pueden desarrollar especificaciones de los componentes que reducirán o excluirán fallas mayores del sistema resultantes de las fallas de componentes individuales.

Al final de la fase de diseño, todas las cargas del sistema de riser y limitaciones operacionales deben estar claramente entendidas. Estas cargas y limitaciones deben estar coordinadas con el desarrollo de técnicas para la instalación, inspección, servicio, recuperación y reemplazo y procedimientos de operación del riser y entrenamiento del personal.

IV.3.9 ASPECTOS QUE DEBE TOMAR EN CUENTA EL DISEÑADOR

Aspectos de Producción

El diseño del riser de producción no requiere únicamente la definición de las cargas que pueden actuar en el sistema, sino una clara definición del número, tamaño y servicio

para cada una de las líneas que serán necesarias para conocer los requerimientos de producción del sistema inicial y del proyectado. Los requerimientos de servicio pueden incluir los fluidos producidos, exportación de productos, fluidos de inyección (agua, gas, químicos), pruebas de pozo, funciones de monitoreo y de control anular y herramientas TFL. Los requerimientos esperados para reparación pueden ser factor principal en la selección del diseño. Cada diseño de riser estará influenciado por la elección de cualquiera de los dos tipos de corriente (amba y abajo).

La vida funcional del riser de producción es una consideración importante, no solo desde el punto de vista del cálculo del desgaste y de la fatiga, sino también desde el punto de vista de la corrosión (ambas, interna y externa). Las decisiones anticipadas con respecto a estos asuntos pueden simplificar el proceso iterativo requerido para llegar a un diseño satisfactorio del riser de producción.

Inspección y Mantenimiento

El nivel de inspección y de mantenimiento requerido en la operación de un riser de producción debe estar dirigido a la etapa de especificación del diseño preliminar en el proceso de diseño. Los tipos y métodos de inspección pueden impactar significativamente el tamaño y la configuración del riser.

Los requerimientos de mantenimiento pueden influir el espaciamiento y la configuración del riser y el cierre de los ensambles, influenciando así, el diseño del sistema de riser.

Sellos

Casi todos los componentes del riser tienen algún mecanismo de sello para mantener la presión y segregar el fluido interno desde el medio ambiente, para aislar sistemas de actuación eléctricos o hidráulicos, y/o para proteger contra la contaminación. Los mecanismos de sello son más críticos cuando la presión diferencial es alta y cuando hay superficies en movimiento. Las especificaciones deben hacer salir claramente las presiones diferenciales requeridas, las clases de fluidos que puede llegar a estar en contacto con los sellos, la temperatura del fluido y la vida cíclica requerida si hay superficies en movimiento. Se recomienda probar un prototipo bajo estas consideraciones de diseño.

Integridad Estructural

La carga de diseño para cada uno de los componentes debe estar basada, en parte, en el análisis de respuesta del riser. Tales cargas como la tensión, la inclinación, la torsión,

la presión y el gradiente térmico estarán incluidos en las especificaciones de los componentes.

Planes de Contingencia

El riser de producción es utilizado en un ambiente de servicio que es vulnerable a las variaciones del tiempo y a la posibilidad de falla de otros equipos que puedan causar daños al riser de producción.

Por ejemplo, el sistema de amarre debe mantener al sistema de producción flotante dentro de ciertos límites con respecto a la conexión en el piso marino. Si estos límites son excedidos pueden resultar fuerzas no planeadas en el riser en condiciones de sobreesfuerzo. Otros incidentes que pueden requerir planes de contingencia comprenden las fallas del tensionador y el mal funcionamiento del equipo de unión. Puede ser prudente planear la desconexión y/o recuperación de emergencia del riser de producción.

La importancia de permitir posibles consideraciones no planeadas depende del resultado de la valoración del riesgo que puede hacerse en base a un sitio específico. La valoración temprana de estos hechos puede influir en el diseño del riser de producción y quizás en la selección del tipo de riser de producción que es el más conveniente para la aplicación.

La filosofía del diseño debe minimizar la posibilidad de falla de un componente individual que pueda conducir a la falla de todo el riser.

IV.3.10 SELECCIÓN DE UN RISER DE PRODUCCIÓN

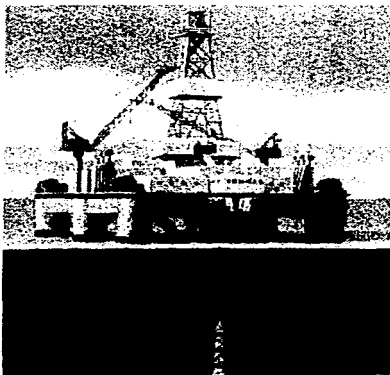
La selección del sistema de riser más apropiado debe realizarse en base a la comparación de varias alternativas de configuraciones de riser. Los factores que se deben considerar son:

- Tipo, número y tamaño de las trayectorias de flujo
- Características de comportamiento
- Simplicidad del diseño
- Comodidad del manejo
- Medio ambiente
- Diseño de vida
- Valoración del riesgo

- Interfases
- Confiabilidad y redundancia
- Inspección y mantenimiento
- Espacio requerido de la cubierta
- Tensión total requerida en la cima
- Resistencia estática y a la fatiga
- Requerimientos clave
- Preferencias del operador
- Programa de costo y entrega
- Propiedades de corrosión
- Propiedades del fluido
- Tipo de instalación submarina
- Métodos de instalación y restricciones
- Tipo de plataforma de producción, movimientos, amarres y desplazamientos
- Disposición del campo
- Tiempo de despliegue y retracción

Para lograr un comportamiento de operación satisfactorio, el diseño del riser debe estar coordinado con el diseño del equipo al cual está conectado, tanto en la cima del riser (S.P.F.) como en el fondo (equipo submarino). También, las alternativas de operación deben estar hechas de acuerdo a si el riser va a ser diseñado para permanecer conectado en el extremo del compensador del sistema de producción flotante, desconectado y colgado o desconectado y completamente recuperado.

CAPITULO V



ANÁLISIS
COMPARATIVO

V.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RISERS DE PERFORACIÓN

Antes de realizar el análisis comparativo es importante comentar que el riser no es una pieza individual sino es un sistema complejo constituido por una serie de componentes. Por ejemplo: la junta bola, la unión telescópica, el tipo de unión, etc.

Al realizar una búsqueda literaria se encontró que muchas de las compañías fabricantes de risers producen partes individuales del sistema de riser submarino y que muy pocas compañías producen el equipo completo del sistema de riser. Por tal razón este análisis comparativo estará enfocado a determinar las diferencias y las similitudes que tienen los risers fabricados por diferentes compañías.

Primero se analizará en forma general y detallada dos risers, uno fabricado por la compañía ABB Vetco Gray y otro fabricado por la compañía Cameron. Ambos sistemas tienen en común los siguientes componentes:

- ⇒ Junta telescópica
- ⇒ Junta flexible/bola
- ⇒ Araña y el gimbal
- ⇒ Líneas integrales de matar y de estrangular
- ⇒ Anillos tensionadores del riser
- ⇒ Tipos de unión
- ⇒ Equipo del cabezal submarino
- ⇒ Equipo preventor submarino

Estos sistemas difieren en que el riser fabricado por Cameron no tiene desviadores de flujo ni sistema compensador de movimientos. Mientras que la compañía Vetco es una de las pocas compañías que fabrican el sistema de riser completo.

Utilizando el mismo criterio para analizar los dos sistemas de riser anteriores, se analizarán todas las compañías existentes presentándose en la Tabla 5.1 las conclusiones de dicho análisis.

Comparando al riser con los demás elementos de la perforación costa fuera como son: la barrena, las tuberías de revestimiento, el conjunto de preventores y el cabezal. Se elaboró la Tabla 5.2 la cual presenta los tamaños de dichos componentes más utilizados en la perforación costa fuera.

Con el objeto de mostrar el grado de semejanza que existe entre un grupo representativo de programas de cómputo para el análisis de risers y presentar una serie de datos que puedan ser utilizados para la validación de otros programas, el API realizó un análisis comparativo de los riser de perforación (BUL-16J).

Este análisis comprende cuatro casos, los casos estáticos fueron analizados para 3 profundidades de agua (500, 1,500 y 3,000 pies), para 2 perfiles de corrientes y para 2 tensiones en la cima. Se incluyeron 3 casos de desconexión, uno para cada tirante de agua y un caso de 6,000 pies de tirante de agua. Para los casos de 500 y 1,500 pies se utilizó un riser de 20" sin flotación y para los casos de 3,000 y 6,000 pies se utilizaron risers con flotación de 21 y 18 5/8" respectivamente.

Los casos dinámicos periódicos fueron analizados para 3 tirantes de agua, para 2 combinaciones de longitud de corriente perfil/ola y para 2 tensiones en la cima. Se incluyeron 3 casos de desconexión y un caso de 6,000 pies de tirante de agua. Los casos, 1,500- 40- 1- 102 y 1,500- 40- 2- 102 en los cuales el ángulo de fase del oleaje de la unidad flotante es de 180° mayor al de los otros casos, son utilizados para ilustrar la importancia del ángulo de fase y para proporcionar datos que puedan ser más útiles para la comprobación de la formulación de las fuerzas hidrodinámicas.

Los casos dinámicos aleatorios fueron analizados para 3 tirantes agua, para una combinación de longitud de corriente perfil/ola y para 2 tensiones en la cima.

Este trabajo contiene 3 tablas y 3 figuras. La Tabla 5.3 presenta la designación de los casos. La Tabla 5.4 presenta las especificaciones de los datos de entrada para los casos 500, 1,500 y 3,000 pies de tirante del agua, mientras que la Tabla 5.5 presenta las especificaciones de los datos de entrada para el caso de 6,000 pies.

La Figura 1 presenta configuraciones típicas del riser, la Figura 2 presenta una sección transversal del riser y la Figura 3 presenta un operador de amplitud de respuesta del oleaje del sistema flotante el cual es utilizado en los casos aleatorios.

Las consideraciones que se hicieron en este trabajo son:

Se consideró que los riser de 21 y 18 5/8" únicamente contenían lodo de perforación, que en todos los casos, las líneas de estrangular y de matar están llenas de agua marina al nivel medio del agua, que el riser esta anclado en su extremo inferior a la unión bola inferior. Para el caso del riser desconectado se consideró que el riser contiene agua marina, con el paquete inferior del riser marino 20 pies arriba del piso marino y la unión bola inferior 10 pies arriba de su fondo (30 pies arriba del piso marino).

Además se consideró que todos los casos son para un sistema de perforación semisumergible con el extremo superior del riser expuesto a las fuerzas de las olas; que las líneas de matar y de estrangular están cerradas lateralmente a las olas y corrientes y que contribuyen a la no rigidez del riser.

TABLA 5.1 EQUIPO ESTÁNDAR DEL RISER

FABRICANTE	CONECTORES DEL RISER	UNIÓN BOLA	JUNTA TELESCÓPICA	TENSIONA DOWES	DESVIADO RES	COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS	EQUIPO BOP SUBMARINO	EQUIPO CABEZAL SUBMARINO	JUNTA FLEXIBLE
AEROQUIP. CORP. (BARCO)		X							
A-ZINTL TOOL CO.			X			X			
CAMERON IRON WORKS	X	X	X	X			X	X	X
FMC CORP								X	X
GRAY TOOL CO.	X							X	
HYDRIL	X		X		X		X		
HYDRO TECH	X								
JOHNSTON DIV						X			
MARTIN-DECKER						X			
NATIONAL SUPPLY CO.	X	X	X					X	
OCEAN SCIENCE & ENG.	X								
REGAN FORGE & ENG.	X	X	X		X		X	X	X
RUCKER SHAFFER	X	X	X	X	X	X	X	X	
STEWAR & STEVENSON							X		
ABB VETCO GRAY	X	X	X	X	X	X	X	X	X
WESTERN GEAR CORP.				X		X			
MARITIME HYDRAULICS				X		X			
SHAFFER				X		X			

TABLA 5.2 TAMAÑOS DE BARRENAS, TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO, CABEZALES, CONJUNTO DE PREVENTORES Y RISERS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN COSTA FUERA

Tamaño Agujero/Barrena	36"	26"	17 1/2"
Tamaño Nominal de la T.R	30"X1.00" espesor	20"X0.438" espesor	13 3/8" 68 lb/pie
Grado de Acero	A25 ó 5C Grado B	X52 Línea de flujo	J55-N80
Rango Promedio de la Profundidad de Colocación Abajo del Fondo Marino	150' - 400'	500' - 1,500' +	2,000' - 4,500' +
Tamaño y Rangos de Presión Nominal del Conjunto de Preventores y del Cabezal	Nido del Conductor de 30"; el Preventor Normalmente no está Conectado a este Nido	<p>Sistema Aplanado Individual</p> <p>a. 16 3/4" 5 y 10,000 psi Presión de Trabajo</p> <p>b. 18 3/4" 10,000 psi Presión de Trabajo</p> <p>c. 21 1/4" 10000 psi Presión de Trabajo</p> <p>Sistema Aplanado Doble</p> <p>d. 21 1/4" y 20 3/4" 2 y 300 psi Presión de Trabajo</p> <p>e. 18 3/4", 15" y 11" 15,000 psi</p>	f. 13 5/8", 5 y 10,000 psi Presión de Trabajo
Tamaños de Riser (Se Utilizan Usualmente Tubos sin Costura de Grado X-52)		<p>a. 18 5/8" y 20"X0.5" espesor</p> <p>b. 20 1/4", 20 1/2", 21" y 22" X 0.5" espesor</p> <p>c. 24" X 0.5" espesor</p> <p>d. 24" x 0.5" espesor</p>	e. 16" X 0.5" espesor f. 16" X 1 espesor

Los resultados obtenidos de este trabajo se presentan en la Tabla 5.6, la cual proporciona un análisis estadístico del esfuerzo de pandeo máximo, del esfuerzo total máximo y de los ángulos en la unión bola inferior y en la cima del riser. La Tabla 5.7 presenta en forma tabular los ángulos del fondo y de la cima del riser de acuerdo a un análisis dinámico.

Algunas de las conclusiones más importantes del resultado del análisis anterior son las siguientes:

- Comparando los casos 500-A-1-S y 500-A-2-S en los cuales se utilizó un mismo riser de 20" sometido a la mismas condiciones de la corriente, se observa que cuando se aplica una tensión mayor en la cima como en el caso 500-A-2-S se desarrollará un ángulo menor en el fondo pero se incrementará el ángulo en la cima, además se tendrá un menor pandeo y un mayor esfuerzo total.
- En general se observa que a medida que se incrementan el tamaño del riser, la profundidad del agua, las condiciones del mar, etc, también se incrementan los requerimientos de la tensión axial para proporcionar un soporte apropiado.
- Que los mecanismos de flotación incorporados al riser reducen los ángulos en la cima, también estos mecanismos de flotación reducen el peso del riser en el agua, lo cual trae como consecuencia una reducción de la tensión axial ya que el esfuerzo total máximo es menor aunque se incremente el tirante de agua.
- Que el análisis de los ángulos de la unión bola en el modo de perforación normal es muy importante, ya que estos ángulos están destinados a impedir el daño y el desgaste del riser y de la propia unión bola. Mientras que en el modo de perforación desconectado, estos ángulos son utilizados para impedir el daño al riser, a la propia unión bola, y al conjunto de preventores
- Que el análisis del esfuerzo máximo total nos permite determinar la resistencia que tiene un riser para soportar las cargas máximas de diseño y así seleccionar el espesor de pared y las propiedades del material del tubo del riser.
- Que el esfuerzo máximo total es el resultado de la carga del tensionador, de la flotación del riser, del peso del todo y de la fuerza de la corriente y de la longitud de las olas.

TABLA 5.4 ESPECIFICACIÓN DE LOS DATOS DE ENTRADA PARA LOS CASOS 500, 1,500 Y 3,000 PIES

I. Constante con la profundidad del agua

Distancias Verticales (pies)		
Nivel medio del agua a la plataforma tensionadora del riser		50.00
Piso marino a la unión bola inferior		30.00
Datos del riser		
Diámetros (pulgadas)		
ro, diámetro exterior del tubo riser		21.00
ri, diámetro interior del tubo riser		20.00
Co y Ko, diámetros exteriores de las líneas de estrangular y de matar		4.00
Ci y Ki, diámetros interiores de las líneas de estrangular y de matar		3.00
bo, diámetro exterior del material flotante		38.00
(únicamente para el caso de 3,000 pies de profundidad del agua)		
Compensación de las líneas de estrangular y de matar (pulgadas)		15.88
Modulo elástico de tubo del riser (E, Psi X 10 ⁶)		
		30.00
Densidades (lb/pie ³)		
Agua de mar		64.00
Lodo de perforación		89.80
Fuerzas hidráulicas constantes		
Cd, coeficiente de arrastre		0.70
Cm, coeficiente de masa		1.50
de, diámetro efectivo para la fuerza de las olas y corrientes, pg		
riser sin flotación		29.00
riser con flotación		38.00
Peso en lb, de un tramo de 50 pies, con las líneas asociadas, coples y materiales de flotación, si:		
	<u>Peso en el aire</u>	<u>Peso en el agua</u>
De 21", sin flotación	8,800.00	7660.00
De 21", con flotación	14,740.00	2950.00
Perfil de la corriente		
A. Lineal, medio nudo en el nivel medio del agua, cero en la unión bola inferior		
B. Lineal, 2 nudos en el nivel medio del agua, 0.4 nudo en la unión bola inferior		

TABLA 5.4 (Continuación)

II. Variación con la profundidad del agua

D, profundidad del agua, (pies)	500	1,500	3,000
L, longitud del riser, (pies)	520	1520	3020
T, tensión en la cima, (klb)	170	370	500
	240	600	650
Os, compensación estática, (pies)	15	45	50

III. Ola regular dinámica - periódica

H, longitud de la ola, (pies)	20.0	40.0
T, periodo de la ola (seg)	9.0	12.8
V, amplitud del oleaje de la unidad flotante	4.0	26.7
O, ángulo de fase del oleaje de la unidad flotante	-90.0	-90.0
Perfil de la corriente	A	B

IV. Olas dinámica - aleatorias

Hs, longitud de la ola trascendente (pies)	21.5
T2, periodo de sobrecruzamiento cero (seg)	12.8
V, amplitud del oleaje de la unidad flotante	de la Figura 3
O, ángulo de fase del oleaje de la unidad flotante	de la Figura 3
Perfil de la corriente	de la Figura B

V. Casos de desconexión

Propiedades del riser

Igual que en el caso conectado (Ver inciso I)

Riser sujetado en la cima y en la unión bola en el LMRP

Contenido: Agua de mar hasta el nivel medio del agua

Compensación estática: 0

Análisis dinámico únicamente para olas regulares periódicas de 40 pies (Ver inciso III)

Datos del paquete inferior del riser marino (LMRP)

Longitud del LMRP (pies)	10.0
W _a , peso en el aire (lb)	15,000.0
W _s , peso en el agua de mar (lb)	120,000.0
C _d , coeficiente de arrastre	0.7
C _m , coeficiente de masa	1.5
de, diámetro efectivo para la fuerza de las olas y corrientes (pg)	36.0

Distancia Vertical (pies)

Piso marino a la base del LMRP 20.0
(Junta de bola en la cima del LMRP)

TABLA 5.5 ESPECIFICACIONES DE LOS DATOS DE ENTRADA PARA EL CASO DE 6,000 PIES

<u>Distancias verticales (pies)</u>		
Nivel medio del agua a la plataforma tensionadora del riser		50.00
Proa marina a la unión bola inferior		30.00
<u>Datos del riser</u>		
Diámetros (pg)		
ro, diámetro exterior del tubo riser		18.63
ri, diámetro interior del tubo riser		17.63
Co y Ko, diámetro exterior de las líneas de estrangular y de matar		4.00
Cl y K _i , diámetros interiores de las líneas de estrangular y de matar		3.00
bo, diámetro exterior del material de flotación		38.00
<u>Compensación de las líneas de matar y de estrangular</u>		14.75
<u>Modulo de elasticidad de tubo del riser, E, Psi x 10⁶</u>		30.00
<u>Densidades (Libras/pie³)</u>		
Agua de mar		64.00
Lodo de perforación		89.80
<u>Fuerzas hidráulicas constantes</u>		
Cd, coeficiente de arrastre		0.70
Cm, coeficiente de masa		1.50
de, diámetro efectivo para la fuerza de las olas y las corrientes (pg)		38.00
<u>Peso en lb. de un tramo de 50 pies, con las líneas auxiliares, coples y materiales de flotación</u>		
Riser 18 3/8", con flotación 1	<u>Peso en el aire</u>	<u>Peso en el agua marina</u>
	6350	1300
<u>Perfil de la corriente</u>		
C. Lineal, 2 nudos en el nivel medio del agua, 1 nudo a los 150 pies abajo del nivel medio del agua y 0.4 nudos en la unión bola inferior.		
<u>Módeto</u>		
D, profundidad del agua (pies)		6,000.0
L, Longitud del riser (pies)		6,020.0
T, Tensión en la crua (Kib)		700.0
Os, compensación estática (pies)		180.0
H, longitud de la ola (pies)		40.0
T, periodo de la ola (seg)		12.8
V, amplitud del oleaje del buque (pies)		28.7
C, ángulo de fase del oleaje del buje (*)		90.0
Perfil de la corriente		C

TABLA 5.6
RESULTADOS - ANALISIS ESTATICOS

Caso	Esfuerzo máximo		Esfuerzo total		Ángulo de la	
	de flexión		máximo		vertical	
	Valor	loc	Valor	loc	LBJ	TOP
500-A-1-5(10)						
Media	2.05	127.4	5.09	444.9	2.51	1.00
Desviación estándar	0.09	6.22	0.15	27.22	0.03	0.04
Coef. de variación %	4.53	4.88	2.81	6.12	1.24	3.62
Rango	0.36	21.00	0.52	90.00	0.10	0.12
500-A-2-5(11)						
Media	1.14	126.27	7.75	470.91	2.17	1.22
Desviación estándar	0.05	8.96	0.06	19.62	0.02	0.02
Coef. de variación %	4.77	5.53	1.02	4.17	0.71	1.45
Rango	0.23	28.00	0.31	75.00	0.04	0.06
500-B-Libre-5(5)						
Media	1.59	391.2	7.19	413.2	-0.03	-1.04
Desviación estándar	0.03	14.04	0.06	21.53	0.02	-0.03
Coef. de variación %	1.63	3.59	1.18	5.21	-55.90	-3.12
Rango	0.07	34.00	0.22	54.00	0.04	0.09
500-B-1-5(9)						
Media	3.59	168.00	7.53	369.67	3.28	0.19
Desviación estándar	0.09	9.68	0.06	14.14	0.05	0.03
Coef. de variación %	2.44	5.78	1.01	3.83	1.42	17.15
Rango	0.31	26.00	0.27	42.00	0.17	0.11
500-B-2-5(10)						
Media	2.17	352.8	8.92	420.00	2.62	0.67
Desviación estándar	0.06	36.23	0.14	13.94	0.02	0.02
Coef. de variación %	2.75	10.84	1.62	3.32	0.64	2.97
Rango	0.16	132.00	0.5	44.00	0.06	0.07
1500-A-1-5(13)						
Media	3.91	122.45	11.49	1504.85	4.57	0.64
Desviación estándar	0.18	8.46	0.05	14.49	0.07	0.01
Coef. de variación %	4.58	6.91	0.47	0.96	1.64	1.45
Rango	0.78	36.00	0.22	50.1	0.31	0.04
1500-A-2-5(13)						
Media	0.71	116.15	16.66	1499.88	2.52	1.14
Desviación estándar	0.09	10.65	0.09	12.36	0.01	0.01
Coef. de variación %	12.46	9.01	0.51	0.82	0.51	0.49
Rango	0.34	47.00	0.37	50.1	0.05	0.02
1500-B-Libre-5(10)						
Media	0.98	1342.8	11.04	1429.44	-0.02	-1.81
Desviación estándar	0.06	20.05	0.06	18.59	0.01	0.07
Coef. de variación %	5.86	1.48	8.80	1.3	-57.52	-3.64
Rango	0.22	83.00	3.3	73.4	0.03	0.28
1500-B-1-5(12)						
Media	6.04	125.12	11.93	1430.87	6.63	-0.77
Desviación estándar	0.28	8.12	0.21	30.19	0.12	0.03
Coef. de variación %	4.64	6.49	1.72	2.11	1.75	-4.12
Rango	1.21	32.00	0.62	123.5	0.45	0.12

TABLA 5.6
RESULTADOS - ANALISIS ESTATICOS
(CONTINUACIÓN)

Caso	Esfuerzo máximo		Esfuerzo total		Ángulo de la	
	de flexión		máximo		vertical	
	Valor	loc	Valor	loc	LBJ	TOP
1500-B-2-S(11)						
Media	1.00	121.35	18.95	1449.26	3.12	0.36
Desviación estándar	0.09	6.43	0.19	13.97	0.02	0.01
Coef. de variación %	9.23	5.3	1.02	0.96	0.58	4.99
Rango	0.35	20.00	0.78	37.3	0.08	0.12
3000-A-1-S(9)						
Media	1.03	150.7	15.49	3021.67	3.45	0.8
Desviación estándar	0.09	18.35	0.08	36.74	0.06	0.02
Coef. de variación %	8.98	12.18	0.53	1.22	1.71	2.77
Rango	0.31	50.8	0.24	140.00	0.21	0.08
3000-A-2-S(8)						
Media	0.44	140.72	20.15	3028.13	2.64	1.06
Desviación estándar	0.03	26.06	0.11	33.37	0.03	0.03
Coef. de variación %	6.07	18.52	0.5	1.1	1.1	2.47
Rango	0.07	68.8	0.32	100.00	0.09	0.07
3000-B-Libre-S(7)						
Media	1.73	2764.57	10.51	2813	-0.03	-5.87
Desviación estándar	0.21	73.25	0.21	105.4	0.01	0.1
Coef. de variación %	12.14	2.65	1.99	3.75	-44.10	-1.76
Rango	0.61	170	0.68	236	0.03	0.29
3000-B-1-S(8)						
Media	2.11	158.41	15.87	2913.66	6.22	-1.85
Desviación estándar	0.18	14.42	0.24	40.48	0.1	0.03
Coef. de variación %	8.48	9.11	1.54	2.42	1.63	-1.58
Rango	0.64	34.8	0.72	218.7	0.33	0.1
3000-B-2-S(8)						
Media	0.95	2839.91	20.36	2942.64	4.14	-0.87
Desviación estándar	0.03	32.22	0.24	50.3	0.08	0.06
Coef. de variación %	3.55	1.13	1.2	1.71	1.47	-6.56
Rango	0.12	100.00	0.66	124.00	0.2	0.17
6000-C-1-S(7)						
Media	0.57	5948.14	25.11	5992.14	4.13	-0.18
Desviación estándar	0.07	22.73	1.55	35.57	0.03	0.03
Coef. de variación %	12.93	0.38	6.16	0.59	0.68	-18.06
Rango	0.2	68.00	4.4	75.00	0.08	0.09

**TABLA 5.7
RESULTADOS - ANALISIS DINAMICOS
ANGULO DE LA VERTICAL**

Caso	Unión total inferior		Cima	
	MIN	MAX	MIN	MAX
500-20-1-D(8)				
Media	2.04	3.2	0.09	1.71
Desviación estándar	0.09	0.2	0.09	0.07
Coefficiente de variación %	4.48	6.3	98.14	4.3
Rango	0.31	0.53	0.23	0.2
500-20-2-D(9)				
Media	1.45	3.01	0.52	1.77
Desviación estándar	0.15	0.19	0.08	0.14
Coeff. de variación %	10.25	6.44	16.71	8.15
Rango	0.49	0.6	0.23	0.39
500-21-1-R(3)				
Media	3.32	0.82	0.13	0.36
Desviación estándar	0.18	0.18	0.11	0.03
Coefficiente de variación %	5.35	21.33	83.63	8.57
Rango	0.33	0.35	0.21	0.05
500-21-5-2-R(3)				
Media	2.64	0.71	0.63	0.3
Desviación estándar	0.1	0.12	0.09	0.07
Coeff. de variación %	3.95	16.84	13.56	24.04
Rango	0.2	0.24	0.16	0.14
500-40-Libre-D(4)				
Media	-2.82	2.31	-2.71	0.08
Desviación estándar	0.81	0.2	0.01	0.09
Coeff. de variación %	-11.94	8.53	-0.43	81.16
Rango	0.89	0.37	0.02	0.13
500-40-1-R(5)				
Media	1.17	7.07	-2.16	1.7
Desviación estándar	0.16	0.42	0.21	0.21
Coeff. de variación %	13.25	5.92	-9.8	12.13
Rango	0.34	0.9	0.53	0.53
500-40-2-D(5)				
Media	0.31	5.67	-0.82	1.71
Desviación estándar	0.26	0.51	0.31	0.13
Coeff. de variación %	82.91	8.74	-38.4	7.64
Rango	0.64	1.25	0.76	0.33
1500-20-1-D(11)				
Media	3.89	5.37	0.02	1.14
Desviación estándar	0.13	0.12	0.05	0.1
Coeff. de variación %	3.26	2.32	230.18	8.86
Rango	0.45	0.43	0.17	0.27
1500-20-2-D(10)				
Media	2.00	3.16	0.05	1.6
Desviación estándar	0.05	0.08	0.06	0.07
Coeff. de variación %	2.5	2.43	10.01	4.4
Rango	0.18	0.22	0.15	0.2
1500-21-1-R(4)				
Media	6.69	0.31	-0.8	0.36
Desviación estándar	0.11	0.05	0.05	0.03
Coeff. de variación %	1.56	15.66	-6.19	6.37
Rango	0.24	0.09	0.13	0.08

**TABLA 5.7
RESULTADOS - ANALISIS DINAMICOS
ANGULO DE LA VERTICAL
(CONTINUACIÓN)**

Caso	Unión bola inferior		Cima	
	MIN	MAX	MIN	MAX
1500-21.5-2-R(5)				
Medida	3.18	0.26	0.32	0.36
Desviación estándar	0.04	0.05	0.03	0.04
Coef. de variación %	1.19	18.21	8.44	10.68
Rango	0.1	0.13	0.07	0.1
1500-40.1-Lire-D(7)				
Medida	-0.8	1.01	-4.03	-0.68
Desviación estándar	0.1	0.32	0.18	0.22
Coef. de variación %	+12.18	31.55	-4.4	-31.57
Rango	0.3	0.81	0.52	0.64
1500-40.1-D(8)				
Medida	6.13	8.63	-2.64	0.45
Desviación estándar	0.07	0.36	0.27	0.15
Coef. de variación %	1.07	4.14	-10.11	33.05
Rango	0.21	1.06	0.3	0.35
1500-40.1-D2(8)				
Medida	6.59	10.08	-8.57	2.12
Desviación estándar	0.23	0.24	0.53	0.46
Coef. de variación %	3.44	2.22	-6.56	21.58
Rango	0.82	0.82	1.49	1.29
1500-40.2-D(8)				
Medida	2.46	4.93	-1.39	1.45
Desviación estándar	0.15	0.23	0.1	0.09
Coef. de variación %	6.12	4.72	-7.42	5.93
Rango	0.5	0.65	0.3	0.28
1500-40.2-D2(8)				
Medida	2.36	5.83	-8.36	2.76
Desviación estándar	0.2	0.21	0.5	0.17
Coef. de variación %	8.46	3.64	-7.93	6.33
Rango	0.55	0.68	1.55	0.47
300-20.1-D(7)				
Medida	3.17	3.6	-0.12	1.4
Desviación estándar	0.11	0.12	0.08	0.1
Coef. de variación %	3.56	3.18	72.22	7.27
Rango	0.33	0.35	0.29	0.24
3000-20.2-D(8)				
Medida	2.39	3.1	0.44	1.56
Desviación estándar	0.11	0.21	0.12	0.1
Coef. de variación %	4.52	6.71	27.6	6.46
Rango	0.36	0.56	0.43	0.27
3000-21.5-1-R(3)				
Medida	6.09	0.04	-1.86	0.43
Desviación estándar	2.22	0.01	0.07	0.07
Coef. de variación %	3.61	31.48	-3.51	16.21
Rango	0.42	0.02	0.13	0.14
3000-21.5-2-R(3)				
Medida	4.14	0.04	-0.94	0.36
Desviación estándar	0.09	0.01	0.01	0.12
Coef. de variación %	2.08	13.32	-1.37	33.12
Rango	0.16	0.01	0.02	0.23

TABLA 5.7
RESULTADOS - ANALISIS DINAMICOS
ANGULO DE LA VERTICAL
(CONTINUACIÓN)

Caso	Unión bola inferior		Cruce	
	MIN	MAX	MIN	MAX
3000-40-Libre-D(5)				
Media	-0.05	-0.01	-6.13	-4.04
Desviación estándar	0.02	0.02	0.17	0.18
Coef. de variación %	-44.8	-345.61	-2.56	-4.52
Rango	0.06	0.05	0.36	0.46
3000-40-1-D(9)				
Media	5.9	6.30	-3.9	-0.35
Desviación estándar	0.64	0.61	0.22	0.24
Coef. de variación %	14.22	12.62	-5.75	-69.21
Rango	2.65	2.77	0.72	0.69
3000-40-2-D(7)				
Media	4.15	4.97	-2.64	0.52
Desviación estándar	0.22	0.16	0.15	0.16
Coef. de variación %	5.19	3.63	-5.43	34.24
Rango	0.63	0.48	0.44	0.56
6000-40-1-D(6)				
Media	4.17	4.33	-2.31	1.04
Desviación estándar	0.09	0.15	0.29	0.25
Coef. de variación %	2.13	3.45	-12.77	23.6
Rango	0.24	0.36	0.74	0.67

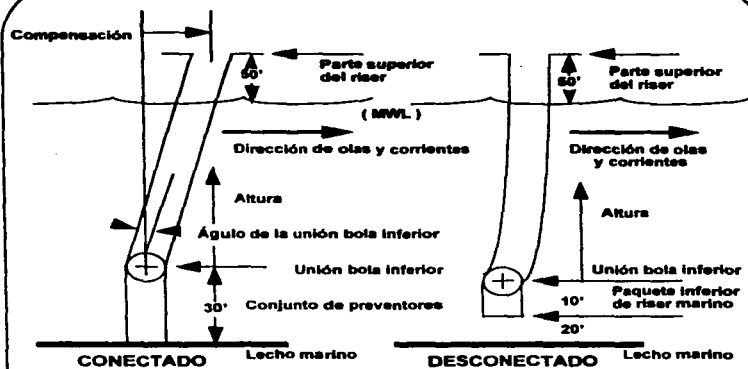


FIGURA 5.1 CONFIGURACIONES TÍPICAS DE RISERS

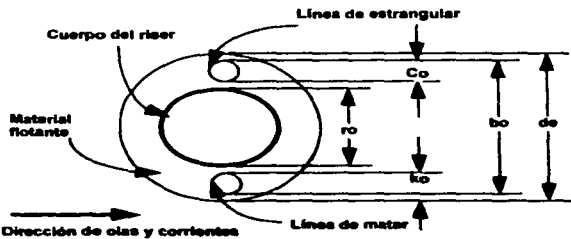
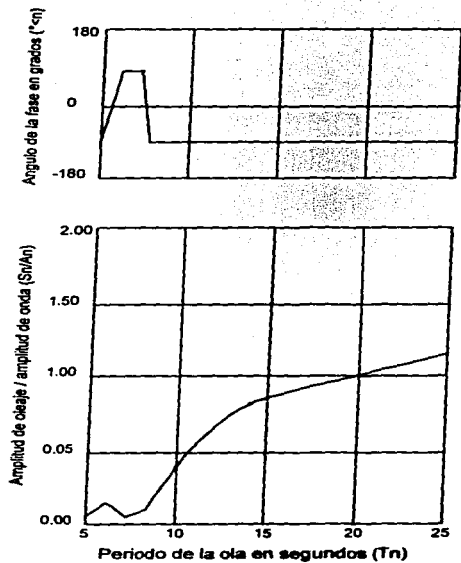


FIGURA 5.2 SECCIÓN TRANSVERSAL DEL RISER



T_h (seg)	S_v/A_n	η (grados)
5	0.05	-80
6	0.09	90
7	0.04	90
8	0.12	-80
9	0.4	-80
10	0.25	-80
11	0.4	-80
12	0.51	-80
13	0.6	-80
14	0.67	-80
15	0.72	-80
16	0.8	-80
17	0.84	-80
18	0.87	-80
19	0.91	-80
20	0.94	-80
21	0.95	-80
22	0.99	-80
23	1.02	-80
24	1.05	-80
25	1.09	-80

FIGURA 5.3 RESPUESTA EN LA OPERACIÓN DE LA EMBARCACIÓN

V.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RISERS DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

Dentro de los risers de terminación y reparación pueden existir diferentes maneras de comparación. Por lo que, para determinar que tipo de riser de terminación y reparación debemos utilizar, es muy importante realizar una investigación detallada de ingeniería acerca de cada tipo de riser, o de cada necesidad a fin de obtener el sistema más adecuado para cierto conjunto de condiciones que cada campo requiere.

Criterio de Comparación y Selección

Los criterios de comparación más importantes en la selección de un riser de terminación y reparación son:

- Tipo de riser de terminación y reparación
- Profundidad del tirante de agua
- Tipo de sistema submarino
- Instalación
- Conexión del cabezal
- Válvulas
- Unión control / reparación
- Unión de los controles de producción

El parámetro más importante que se debe tomar en cuenta es la profundidad del tirante, ya que una vez que ésta se conozca se puede determinar el tipo de riser de terminación y reparación más adecuado para esa profundidad; como se ve en la Tabla 5.8.

En esta tabla se comparan los diferentes tipos de risers de terminación y reparación, y cada columna esta representada por los criterios antes mencionados.

1. Tipo de riser de terminación y reparación. Se refiere a cualquiera de los siguientes:

- Agujero individual
- Agujero múltiple
- Múltiple enchaquetado
- Múltiple no enchaquetado

El riser de agujero individual permiten el manejo de herramientas para la tubería de perforación o producción, pero esta limitado a un agujero de acceso único, es por eso que son excelentes para aplicaciones donde se requieran accesos mínimos en los agujeros o anulares de producción.

TABLA 5.8
Análisis comparativo de los risers de terminación y reparación

Riser de Ter./Rep.	Parámetro comparativo	Profundidad del Agua (ft)	Tipo de sistema submarino	Instalación	Conexión del cabezal	Válvulas	Unión control/ reparación	Unión de los controles de producción
Agujero Individual		hasta 300	Simple	Jackup ó flotador	Manual ó hidráulica	Manuales hidráulicas	Instalado con buzos	Instalado con buzos
Individual ó Múltiple		200-700	Con asistencia de buzos	Jackup ó flotador	Manual ó Hidráulica	Manuales ó Hidráulicas	Con buzos vertical	Instalado con buzos
Agujero Múltiple (No encaquetado)		600-300	Sin buzos	flotador	Hidráulica ó a control rem.	Hidráulicas	Acceso vertical	A control remoto superficial
Agujero Múltiple (Encaquetado)		1800 +	Sin líneas guías	D. P. flotador	Hidráulica ó control rem.	Hidráulicas	Acceso vertical	A control remoto superficial

Los risers múltiples enchaquetados se usan típicamente en situaciones donde existen altas tensiones o cargas de flexión, mientras que los risers múltiples no enchaquetados son utilizados en aplicaciones donde la frecuencia de uso es alta y las condiciones de carga no sean tan severas.

2. Tirante de agua. Es la profundidad de aplicación de cada tipo de riser. Tiene rangos que comprenden desde 0 hasta más de 1800 pies. Las profundidades marcadas en la tabla son aquellas a las cuales el riser mantiene una condición óptima de operación.

3. Tipo de sistema submarino. Cuando nos referimos al tipo de sistema nos referimos al tipo de árbol, por ejemplo si la terminación se limita a un solo agujero se utilizarán árboles simples, o si se necesita instalar una unión del control de producción en un sistema, requeriremos de uno asistido por buzos, o en el caso de profundidades mayores donde las líneas de flujo sean conectadas por vehículos operados remotamente (ROV's) se usarán sistemas sin asistencia de buzos y lo último en tecnología de estos sistemas son los árboles sin línea guía e igualmente se instalan con un TOV ; esto para aguas más profundas.

4. Instalación. Los equipos utilizados en la instalación de risers van desde autoelevables para sistemas simples hasta barcos con posicionamiento dinámico o TLPs para sistemas sin líneas guías.

5. Conexión del cabezal. Este componente del árbol es muy importante debido a que representa uno de los puntos de posible fuga o desalineamiento cuando aparecen cambios severos en el estado de esfuerzos del riser debido a los movimientos ocasionados por las corrientes mannas.

6. Válvulas. Estas representan un medio de control del pozo, y pueden ser operadas manualmente, asistidos por buzos o mediante un sistema de control, esto depende del tirante de agua, presión de operación y tipo de sellos de las válvulas.

7. Unión control / reparación. Es un componente del árbol, en el cual se conecta el riser y consta de un pod de control a partir del cual se distribuyen las líneas de control durante la terminación del pozo; y se tienen las siguientes uniones:

Asistida por buzos simple

Asistida por buzos de acceso vertical

Asistida por buzos de acceso vertical completo

8. Unión de los controles de producción. Esta formada por un pod de control donde llegan las líneas hidráulicas (umbilicales) que operan las válvulas y los actuadores submarinos; y son:

Asistida por buzos
Control remoto
-ROS's
-Umbilicales

A continuación se presenta la Tabla 5.8 la cual resume los aspectos que se discutieron anteriormente.

V.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

El análisis comparativo de los risers de producción se realizó analizando los riser rígidos y los risers flexibles ya que éstos son los sistemas más generales y a partir de estos se pueden obtener los demás.

Como se ha mencionado existe una gran variedad de risers de producción, por tal motivo se analizarán las configuraciones más utilizadas.

V.3.1 COMPARACIÓN ENTRE UN SISTEMA DE RISER RÍGIDO Y UN FLEXIBLE

Sistema de Riser Rígido

- Para el caso de un sistema rígido, en caso de existir malas condiciones del tiempo, el riser será colgado o recuperado muy probablemente, requiriéndose una fuerte base o múltiple de soporte del riser.
- En los sistemas existentes de sistemas de riser rígido se requiere de la asistencia de buzos (principalmente en el múltiple submarino), que no excedan los 304 m. Para aguas que excedan los 304 m de tirante (1000 pies), se deberán diseñar sistemas sin asistencia de buzos.
- En estos casos, los tiempos de instalación y recuperación del riser para aguas profundas son más prolongados.
- Una vez que el sistema ya está instalado, no es fácil incorporarle líneas adicionales, a menos que estos hayan sido planeados específicamente en el diseño original.
- El equipo requerido en el piso de la plataforma puede ser extenso. Al requerirse muchos malacates y sistemas de compensación para el riser, cámara de T.V., etc.,

la modificación de la escotilla de perforación de una plataforma semisumergible ya existente puede ser muy compleja.

- Se requiere un sistema tensionador de carga constante tomando en cuenta que en la unidad flotante se presentan cargas de gran magnitud.

Sistema de riser Flexible

- Los riser flexibles se utilizan con mayor frecuencia en plataformas que operan en condiciones ambientales severas, cuyos movimientos son compensados por la catenaria y por los umbilicales.
- Se requiere particular cuidado para asegurarse que el riser flexible pueda resistir todas las condiciones de diseño.
- Los conectores de desconexión rápida requeridos en los risers y en los umbilicales únicamente se utilizan en una emergencia extrema.
- Una conversión puede requerir muchas modificaciones, mismas que pueden estar limitadas a la escotilla de perforación.
- La escotilla de perforación es de tamaño adecuado para el equipo de reparación. No se requiere de una torre de perforación, a menos de que sea utilizada en la reparación.
- El sistema de riser flexible debe tener una buena disponibilidad operacional. El mantenimiento o el cambio del riser flexible puede ser más costoso que el de un riser rígido. El equipo para la instalación y la recuperación del riser no necesita estar incorporado en la unidad flotante.
- Una vez en producción, puede ser relativamente fácil conectar el sistema de riser flexible a pozos extras e introducir risers adicionales. Sin embargo, para las conexiones montadas en el pontón (pata o estructura de la plataforma), se deberán incorporar conectores adicionales durante la construcción o conversión inicial de la plataforma.
- Un sistema de riser rígido puede convertirse en un proyecto rentable. Sin embargo, cuando un sistema de riser flexible se utiliza en conjunto con una plataforma semisumergible, puede generar mejores ganancias.
- Un sistema de riser flexible, a diferencia de un sistema rígido, minimiza la influencia del tiempo en la reducción de la vida de producción, ya que es capaz de permanecer

conectado durante toda la operación y en condiciones de tiempo severas. El sistema de riser rígido no será capaz de resistir con seguridad estas mismas condiciones, requiriendo la desconexión desde el templete y su recuperación al presentarse una tormenta.

- Los sistemas de risers flexibles, a diferencia de los rígidos, no requieren ningún tipo de mantenimiento especial en condiciones de tiempo severas y pueden estar localizados en la vecindad de la torre de perforación. Esto deja libre el espacio para el aparejo de producción y el centro de la escotilla del sistema flotante para las operaciones de reparación, inspección con asistencia de buzos y operaciones de mantenimiento submarinas.
- El sistema de riser flexible puede ser instalado en fases.
- El costo de un sistema de riser flexible es mayor que el de un sistema de riser rígido. Sin embargo, este costo mayor es, en gran parte, compensado por el tiempo mayor de producción.
- El tipo de construcción de un tubo flexible lo hace inherentemente más difícil de inspeccionar que un tubo de acero. Por otra parte, el sistema de riser flexible permite el movimiento de la unidad flotante, logrando un mayor alcance de inspección dirigida y un mantenimiento y reparación desde el sistema flotante. La inspección visual de las secciones del sistema de riser flexible se puede realizar con una operación de ROV desde el sistema flotante, pero el trabajo de mantenimiento y reparación normalmente requerirá unidades flotantes auxiliares con asistencia de buzos y equipos que manejen tubería flexible.

V.3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS CONFIGURACIONES DE LOS RISERS DE PRODUCCIÓN

Debido a que en el tubo del riser se desarrollan valores altos de esfuerzo compresivo en aguas poco profundas, se ha encontrado que la configuración de libre colgamiento es inapropiada para ese tipo de aguas.

Algunos estudios también han mostrado que a veces hasta en aguas profundas pueden presentarse cantidades considerables de esfuerzos de compresión en el tubo del riser, cerca del lecho marino, debido a las grandes mareas y a los movimientos ascendentes y descendentes resultantes de la unidad flotante.

Por lo anterior se puede concluir que la configuración de libre colgamiento, es conveniente para aguas profundas y para condiciones ambientales tranquilas.

**TABLA 5.9
COMPARACIÓN OPERACIONAL**

OPERACIÓN \ RISER	RÍGIDO		FLEXIBLE
	INTEGRAL	NO INTEGRAL	
Normal	Control de la posición del buque y de la tensión del riser. Limitado a las operaciones de reparación		Control de la posición del buque. No restringido en la reparación.
Desconexión en tiempos severos	Desconexión y recuperación		No requerida
Desconexión de emergencia	Desconexión y colgamiento		Desconexión en el buque y bajar el riser al piso marino
Reconexión	Opuesta al procedimiento de arrastre. Probar las líneas de flujo a medida que estas corran.		Requiere la asistencia de un buzo Probar antes de llegar a la estación
Componentes críticos	Enganches del riser. Conexiones flexibles submarinas	Conexiones flexibles Submarinas	Sistema de Reconexión y desconexión de las terminaciones de los extremos.
Adaptabilidad	Dificultad al modificar. La capacidad debe ser incorporada		Limitado número de risers adicionales pueden ser instalados
Costo relativo	1.2	1	1
Reducción del Tiempo	Menos del 10%	Más del 10%	Menos del 6%

**TABLA 5.10
COMPARACIÓN EN EL MANTENIMIENTO**

MANTENIMIENTO	RISER	RIGIDO		FLEXIBLE
		INTEGRAL	NO INTEGRAL	
Rutina		Servicios a los tensionadores y al equipo superficial		Servicio al equipo superficial
Reparación	Cierre y arrastre del riser completo para reparar las líneas de flujo		Las líneas de flujo pueden ser independientemente recuperadas. El cierre no es requerido	Cierre y remplazamiento. Los risers no son reparables en el campo
Vida esperada		20 años con mantenimiento		11 años
Personal de seguridad		Se requiere en la escotilla de perforación y en el piso de la plataforma durante las operaciones de desconexión en tiempos severos.		Mínimo en operaciones para la desconexión, operaciones con buzos para la reconexión
Sistema		La falla del riser puede causar daño extenso al templete		La falla del riser puede causar daño limitado al templete.

Aunque el comportamiento de ésta configuración pareciera ligeramente menos favorable que el de los otros sistemas, presenta como ventaja principal su facilidad de instalación y recuperación. Además este sistema es el más conveniente para los sistemas de producción temprana o para el desarrollo temporal de campos.

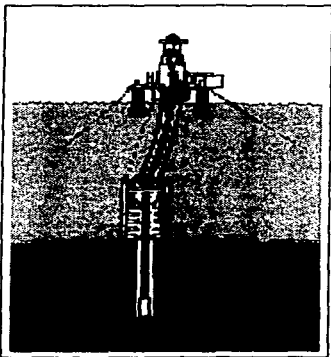
Las configuraciones Lazy-S y Steep-S, que son de libre colgamiento, son las más simples y constituyen los medios más económicos para unir un equipo submarino con un sistema de producción flotante y han adquirido gran popularidad en la industria costa fuera. Estas son similares en comportamiento, con la configuración Lazy-S. La estabilidad en esta configuración es mejor, ya que no cuenta con el arco a mitad del agua, pero tiene una disposición más pobre en el piso marino. Esta configuración presenta la ventaja de tener una facilidad razonable de instalación.

La configuración Steep-S se puede utilizar para incrementar los beneficios resultantes por el aumento de la compensación de la unidad flotante y por la reducción de la tensión en la cima.

Los sistemas de risers de doble catenaria y el tensionado presentan la ventaja de tener buen comportamiento, incluso bajo condiciones severas. Pero la incorporación de un tanque de flotación complica las operaciones de instalación. Estos sistemas son los más adecuados para las instalaciones de producción permanentes, mientras que los risers de catenaria individual se han utilizado en aguas poco profundas y medios ambientes tranquilos.

Debido a la capacidad que tiene el riser para resistir condiciones ambientales extremas, la configuración Step-Wave es la más conveniente para aguas poco profundas y para condiciones ambientales severas.

CAPITULO VI



INTERRELACIÓN
CON LOS
SISTEMAS
TENSIONADOR Y
COMPENSADOR DE
MOVIMIENTO

VI.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas tensionador y compensador de movimientos proporcionan tensión axial constante para soportar y estabilizar el riser mientras el sistema flotante se mueve verticalmente y/o lateralmente con el viento, las olas y las corrientes. Típicamente, las unidades tensionadoras utilizan arreglos de pistones y cilindros operados en conjunto con los acumuladores.

A continuación se comentarán cada uno de los sistemas mencionados por separado.

VI.2 SISTEMA TENSIONADOR

VI.2.1 FUNCIÓN

Las unidades tensionadoras son utilizadas para aplicar una fuerza vertical a la cima del riser para controlar su esfuerzo y su desplazamiento. Las unidades están localizadas normalmente sobre el sistema flotante cerca de la periferia del piso de perforación.

VI.2.2 REQUERIMIENTOS DE TENSIÓN DE UN RISER MARINO

Un riser marino que opera sobre un sistema de perforación flotante puede fallar a profundidades mayores a los 200 o 300 pies, si no está parcialmente o totalmente soportado. El riser marino está anclado al lecho marino por medio del conjunto de preventores. De este modo, el riser no puede estar sujeto firmemente al sistema de perforación flotante. El soporte debe provenir de la tensión axial aplicada a la cima del riser y/o de la flotabilidad por su longitud. La tensión controla el nivel del esfuerzo en el tubo del riser y afecta su alineación durante las operaciones de perforación. A medida que aumenta el tamaño del riser, la profundidad del agua, las condiciones del mar, el peso de lodo, etc., también se incrementan los requerimientos de la tensión axial para proporcionar un soporte apropiado.

El cálculo de la cantidad de la tensión axial requerida es un problema complejo de deflexión de una viga con un cierto número de variables. Esta solución matemática se debe utilizar en todas las aplicaciones de campo.

Sin embargo, una "regla de dedo" para determinar la cantidad aproximada de la magnitud, utiliza el peso del tubo del riser en el agua, el peso del fluido de perforación en el agua y un factor de seguridad. La tensión nominal aproximada es:

$$T_{\text{nominal}} = (\text{Prof. del agua})(\text{El peso del riser en el agua} + \text{el peso del fluido de perforación en el agua}) \times 1.20$$

Este nivel de tensión mantendrá la unión del fondo del riser en tensión positiva mientras exceda el peso del riser.

Ejemplo:

- El peso del riser de 20" D.E. con ½" de pared en el agua, es igual a 146 lb/pie.
- La densidad del fluido de perforación = 18 lb/gal. El peso en el agua es igual a 147 lb/pie.
- La tensión nominal a los 800 pies de profundidad del agua es:

$$T_{\text{nominal}} = (800 \text{ pies})(147 \text{ lb/pies} + 146 \text{ lb/pies})(1.20) = 281,280 \text{ lb.}$$

Los tamaños de los tensionadores estándar utilizados hoy son 60,000 lb. o 80,000 lb por tensionador. Estas unidades son utilizadas en sistemas que contienen 4, 6 o 8 tensionadores. De este modo, la aplicación del ejemplo requerirá un sistema tensionador mínimo compuesto de 6 unidades de 60,000 lb ó 4 de 80,000 lb.

Los tensionadores del riser son operados en parejas para que los dos tensionadores conectados diagonalmente opuestos al lado del riser siempre estén en el mismo nivel de tensión. Se usan parejas adicionales de tensionadores para lograr tanto la redundancia de la tensión disponible como los niveles altos de tensión por la utilización de todos los tensionadores sobre el riser al mismo tiempo.

VI.2.3 ESPECIFICACIONES BÁSICAS DEL TENSIONADOR

Esta lista presenta los requerimientos básicos de cualquier buen diseño de un tensionador. Las unidades deben tener por lo menos estas capacidades básicas a fin de funcionar en su aplicación.

a) Capacidad de tensión

La capacidad de tensión está determinada por el requerimiento último o máximo de la tensión del riser. Se utilizan varias unidades tensionadoras en todos los sistemas tensionadores del riser. Las unidades de tensionamiento múltiple proporcionan sistemas de mayor capacidad y aseguran algo de redundancia operacional o capacidad de seguridad, para permitir operaciones con una unidad que tiene poco mantenimiento.

b) Carrera del Cable

La carrera del cable del tensionador o la capacidad de compensación de movimiento debe exceder el movimiento ascendente/descendente (tirón) máximo esperado de la unidad flotante que ocurre mientras el riser está conectado al cabezal. La capacidad de movimiento del tensionador no debe únicamente exceder el tirón de la unidad flotante sino también debe responder al movimiento de la marea, a los ajustes de la conexión y a los cambios de la posición del lastre. Los requerimientos excesivos de la carrera normalmente perjudicarán la eficiencia operacional total de algún tensionador.

c) Capacidad de la velocidad de respuesta

El tensionador debe tener la capacidad para responder a la respuesta máxima del movimiento vertical ascendente y descendente del sistema flotante. Esta respuesta debe igualar o exceder la velocidad vertical máxima instantánea del tirón del sistema flotante, la cual excede la velocidad vertical promedio del sistema flotante.

VI.2.4 CRITERIO DE SELECCIÓN

Algunas consideraciones importantes para diseñar un sistema tensionador efectivo son:

a) El ángulo de flotación

Las poleas se colocan para minimizar el ángulo de flotación. Esto maximiza la componente vertical de la tensión, minimiza la componente horizontal e incrementa la vida del cable.

Debido al ángulo de flotación, la tensión vertical aplicada al barril exterior de la unión telescópica es menor que la tensión suministrada por el sistema tensionador.

b) La vida del cable

La vida del cable es una función de muchos parámetros incluyendo la construcción de la cuerda del cable, el diámetro de la polea, la tensión aplicada, etc.

c) Los acumuladores y el contenedor de la presión del aire

Cada unidad tensionadora tendrá un acumulador, el cual es tan grande que almacena un volumen de fluido hidráulico más grande que el volumen del cilindro. Un contenedor grande reducirá los cambios de presión causados por la compresión y por la expansión del aire almacenado.

d) El fluido y los requerimientos de flujo del aire

El tamaño conveniente de las líneas reducirá las variaciones de la tensión causadas por las pérdidas de presión en el sistema de tuberías.

La lista de fluidos hidráulicos compatibles con la unidad tensionadora, debe ser especificada por el fabricante del tensionador.

e) Pérdida de fricción y de inercia

La fricción y la inercia de las poleas, del sello, de la cuerda del cable, de las barras del tensionador, etc. contribuye a la variación en la tensión del cable.

f) Límite de tensión dinámica (DTL)

El límite de la tensión dinámica se define como la presión máxima permisible multiplicada por el área hidráulica efectiva, dividida por el número de partes de la línea:

$$DTL = PA \times ACYL / NLP$$

donde:

PA	=	Presión máxima de operación permisible del sistema
ACYL	=	Área hidráulica efectiva
NLP	=	Número de partes de la línea

El sistema tensionador debe estar diseñado para permitir el servicio pesado durante el mantenimiento o la reparación, sin arriesgar la capacidad de la unidad tensionadora restante para proporcionar la tensión requerida al riser. Una unidad puede ser ya sea un tensionador individual o un par de tensionadores, dependiendo del diseño específico.

g) La tensión máxima

La tensión máxima no debe exceder el 90% del DTL para que la tensión máxima, incluyendo las variaciones dinámicas, sean menores al DTL.

VI.2.5 FUENTES BÁSICAS DE TENSIONAMIENTO

El contrapeso fue la primera técnica utilizada para aplicar tensión a la cima de los risers marinos. El peso se colgaba de un cable que giraba sobre poleas y estaba dirigido hacia

la parte superior del tubo del riser. La tensión era igual al contrapeso (Figura 6.1). Esta técnica demostró que era ineficiente y peligrosa, ya que los requerimientos del tensionador (tensión y longitud) se incrementaron. Algunos diseños posteriores mejoraron esta técnica, pero fueron inadecuados para superar los inconvenientes.

Actualmente, existen dos técnicas aplicables para obtener la tensión del riser por flotación. La primera técnica utiliza materiales de flotación que se moldean para darles forma y se afianzan al tubo del riser (Figura 6.2). La segunda técnica utiliza cámaras concéntricas al tubo del riser llenas de aire y consiguen su flotación por el aire atrapado (Figura 6.2).

Ambas técnicas reducen el peso del sistema de riser en el agua. Esta disminución del peso reduce la tensión axial requerida. La mayoría de las operaciones actuales del riser aplican flotabilidad a no más del 95% del peso del riser en el agua. Estas aplicaciones también utilizan otros mecanismos (tensionadores) de tensión en la cima para proporcionar el requerimiento de la tensión positiva. La utilización de la flotabilidad sobre los risers marinos no elimina la necesidad de los tensionadores, pero la flotabilidad puede reducir significativamente la cantidad de la tensión requerida y de este modo reduce la cantidad o el tamaño de los tensionadores que deben ser aplicados.

Un resorte neumático es la técnica predominante utilizada para obtener tensión en la cima del riser marino. Este sistema utiliza aire comprimido por energía. La fuerza del resorte del aire comprimido se traduce en movimiento lineal por los cilindros o los arietes hidroneumáticos. La fuerza del resorte es transmitida desde el cilindro/ariete por el cable a la cima del tubo del riser.

Tensionadores Neumáticos de Resorte

Los tensionadores también pueden crear una fuerza lineal en un cilindro/ariete hidroneumático por la aplicación de aire comprimido a presión alta. Esta fuerza lineal es transmitida por un cable a la cima del riser marino para proporcionar tensión axial.

Actualmente existen varias técnicas. Los requerimientos son:

1. Cilindro de Ariete - Activado por compresión

Este cilindro es un sólo ariete de activación, como se muestra en la Figura 6.3. La presión que actúa sobre un área, determinada por el diámetro de la barra, obliga a la barra a extenderse. La fuerza de extensión es igual a la presión multiplicada por el área cuadrada de la barra.

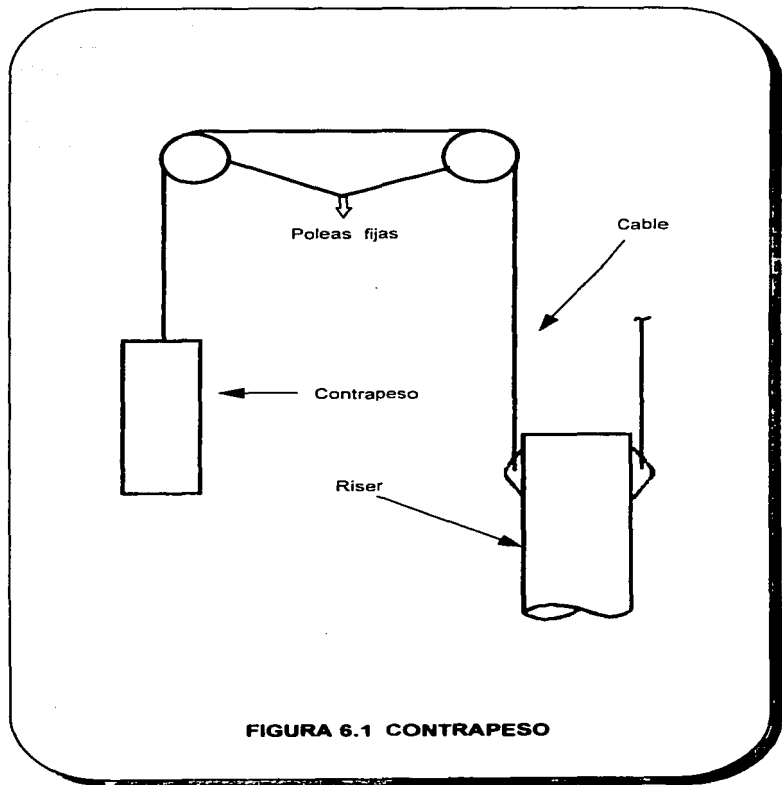
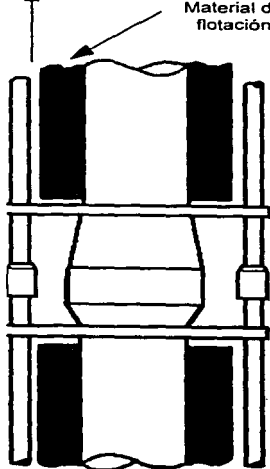


FIGURA 6.1 CONTRAPESO

Fuerza de flotación

Material de flotación



Fuerza de flotación

Llenado con aire

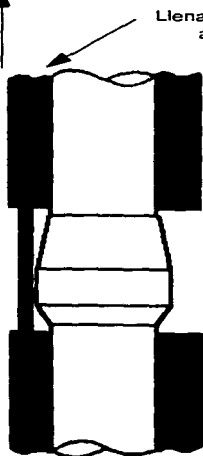


FIGURA 6.2 RISER CON FLOTACIÓN

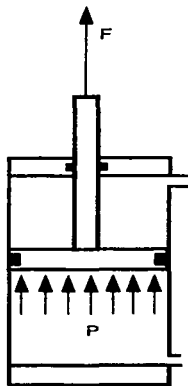


FIGURA 6.3 CILINDRO HIDRÁULICO TIPO COMPRESIÓN

Para proporcionar la lubricación de los cojinetes y del contenedor, así como un medio de interrupción inmediata de la presión para un control de seguridad, se aplica una interfase aire/aceite. El aire a alta presión se conecta a un acumulador de aire/aceite y la parte de aceite del acumulador se conecta al cilindro. El ariete se presuriza por el aceite.

La fuerza de extensión del ariete es directamente proporcional a la presión. Por lo tanto, el nivel de la fuerza (tensión) de operación se coloca controlando la presión en el cilindro.

2. Cilindro de actuación doble - Activado por compresión

Este cilindro hidroneumático es un cilindro de actuación doble como se muestra en la Figura 6.4. La presión que actúa sobre el área dentro del pistón obliga a la barra a extenderse. La fuerza de extensión es igual a la presión, multiplicada por el área cuadrada del pistón.

Para proporcionar lubricación a los cojinetes y al paquete de alta presión, se conecta una interfase de aire/aceite a la parte de alta presión del cilindro. El aire a alta presión está conectado a la parte del aire del acumulador y la parte de aceite del acumulador está conectado al cilindro. Por lo tanto el cilindro está presurizado con aceite en vez de con aire.

La fuerza de extensión del cilindro es directamente proporcional a la presión. Por lo tanto, el nivel de la fuerza de operación se coloca controlando la presión en el cilindro.

Un depósito de aceite y aire a baja presión esta conectado al extremo de la barra del cilindro para proporcionar lubricación al empaque y cojinetes de la barra, al extremo de la barra del empaque y cojinetes del pistón del cilindro y para un control de seguridad.

3. Cilindro de actuación sencilla - Activado por tensión

Este cilindro es de actuación sencilla, como se muestra en la Figura 6.5. La presión que actúa en la parte de la barra del pistón obliga a la barra a retraerse. La fuerza de retracción es igual al área neta del pistón multiplicada por la presión.

Se aplica una interfase de aire/aceite a la parte de alta presión del cilindro, para proporcionar lubricación a los cojinetes y el empaque de presión y un medio para el cierre de presión para un control seguro. El aire a alta presión se conecta a la parte del aire del acumulador y la parte de aceite del acumulador se conecta al cilindro. Por lo tanto, la parte de la barra del cilindro está presurizada con aceite.

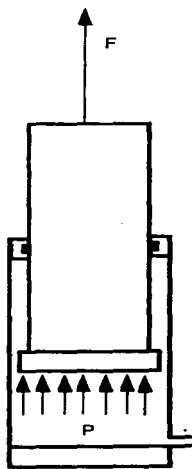


FIGURA 6.4 RAM HIDRÁULICO

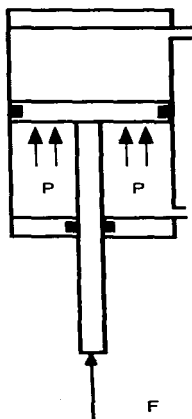


FIGURA 6.5 CILINDRO HIDRÁULICO TIPO TENSION

La fuerza de retracción del cilindro es directamente proporcional a la presión. Por lo tanto, el nivel de fuerza (tensión) de operación se coloca controlando la presión en el cilindro.

VI.2.6 ARREGLO DEL CABLE EN LA POLEA

La fuerza del cilindro o del ariete se transmite a la cima del riser marino a través del cable. A fin de traducir el movimiento lineal del cilindro en tensión del cable, se fija el cilindro con poleas para cable en cada uno de los extremos.

Evaluación de diseño han mostrado que el número óptimo de tramos de línea es cuatro. Esta conexión significa que por cada unidad de carrera del cilindro, se proporcionará 4 unidades de carrera en el cable. Este arreglo del cable en la polea también significa que cada unidad de fuerza en el cilindro se reduce por un factor de 4. En otras palabras, la carrera del cilindro se multiplica por 4 y la fuerza del cilindro se divide por 4, como se ha visto en el cable. Esta conexión mecánica afecta el dimensionamiento del cilindro y se seleccionó para optimizar el tamaño del cilindro y la presión a la cual el cilindro debe ser operado para alcanzar el nivel de tensión requerido.

Se conectan dos poleas al extremo de la barra del cilindro y dos al extremo fijo del cilindro.

En el cilindro actuado por tensión las poleas fijas no están montadas sobre el cilindro sino están lejos de él, como se muestra en la Figura 6.6. El cable se pasa en las poleas del cilindro para formar una vuelta alrededor del cilindro. La fuerza de expansión del cilindro actuado por compresión o fuerza de retracción del cilindro actuado por tensión intenta expandir la vuelta del cable. De este modo, la fuerza desarrolla un tirón o una tensión en el cable.

Uno de los extremos del cable se conecta al tensionador o unidad flotante y el otro extremo se pasa a través de una polea fija (en el desviador de flujo) y a la cima del riser marino (Figura 6.7). La fuerza en el cilindro se traduce así a la tensión en el cable y después a la tensión en el riser. La presión del aire se mantiene en un nivel aproximadamente fijo para mantener el nivel de tensión deseado en el riser.

Mientras el sistema flotante se mueve hacia arriba, la cima del riser marino permanece fija. Así, el cable que está fijo a la unidad flotante y al tubo del riser, tiende a hacerse más tenso. Este jalón sobre el cable comprime al cilindro actuado por compresión, alargando así la longitud efectiva del cable.

Comprimiendo la vuelta del cable se mantiene el nivel de tensión que resulta de la presión del aire contenida en el cilindro.

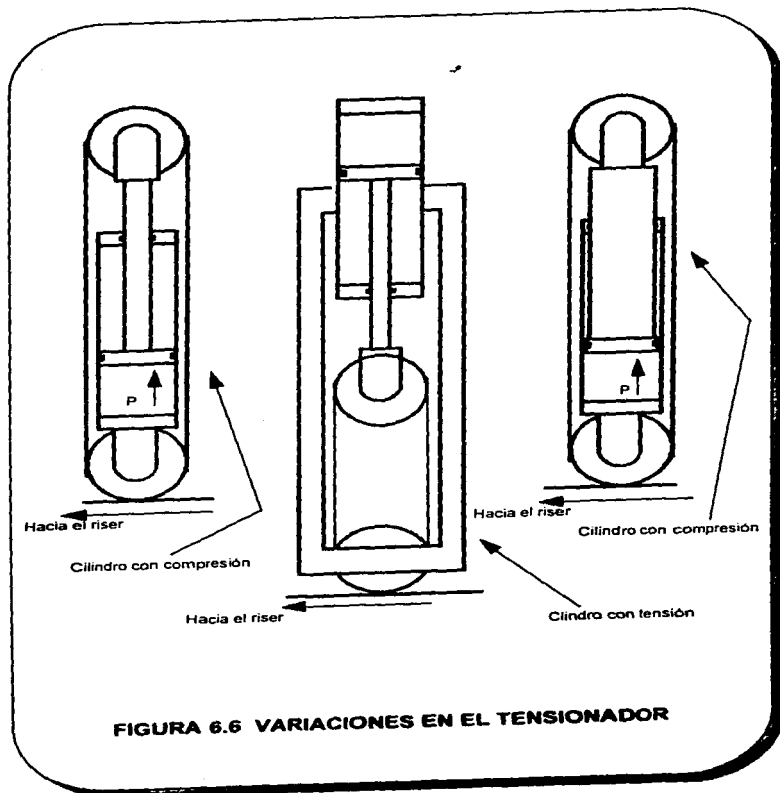


FIGURA 6.6 VARIACIONES EN EL TENSIONADOR

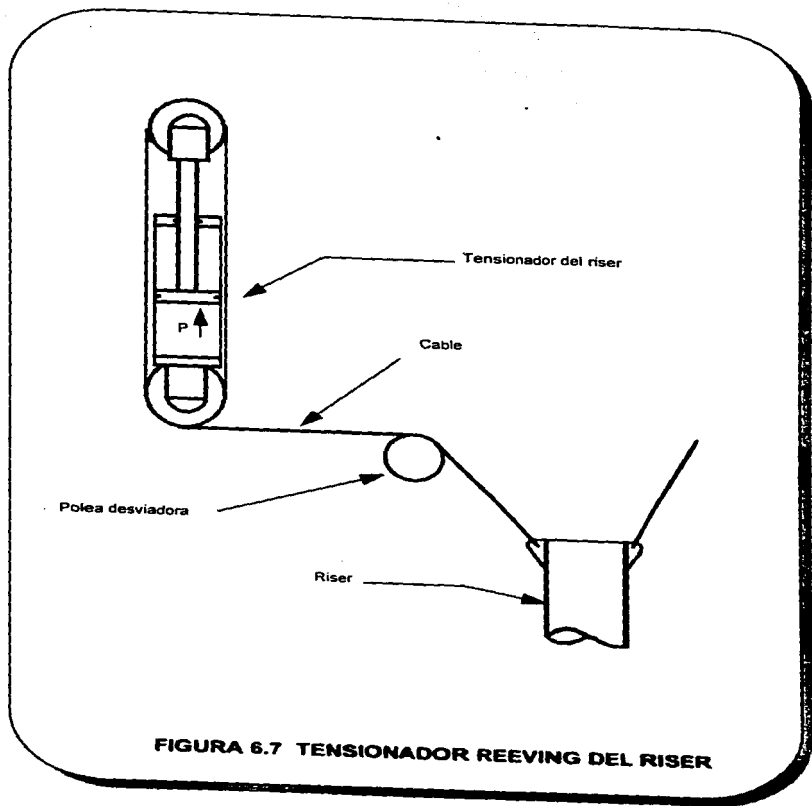


FIGURA 6.7 TENSIONADOR REEVING DEL RISER

Cuando la unidad flotante se mueve hacia abajo el cable tiende a aflojarse y el cilindro comprimido se expande para acortar lo aflojado y mantener el nivel de la tensión presente. El cilindro actuado por tensión opera de la misma manera que el de compresión, con la excepción de que este cilindro se mueve en la dirección opuesta para mantener el cable tenso. Esto es debido a que la fuerza de retracción sobre la barra del cilindro es mayor que la fuerza de expansión.

Existe una relación definitiva entre el diseño y diámetro de la polea y el diseño del cable. Se utiliza el cable especificado por el fabricante del tensionador para obtener una mejor vida del cable.

Esto es importante no sólo para usar el diámetro correcto del cable sino también para la construcción correcta. El cable debe ser flexible para resistir la fatiga del metal debido a las 6,000 ciclos promedio por día sobre las poleas ocurridos durante las aplicaciones normales.

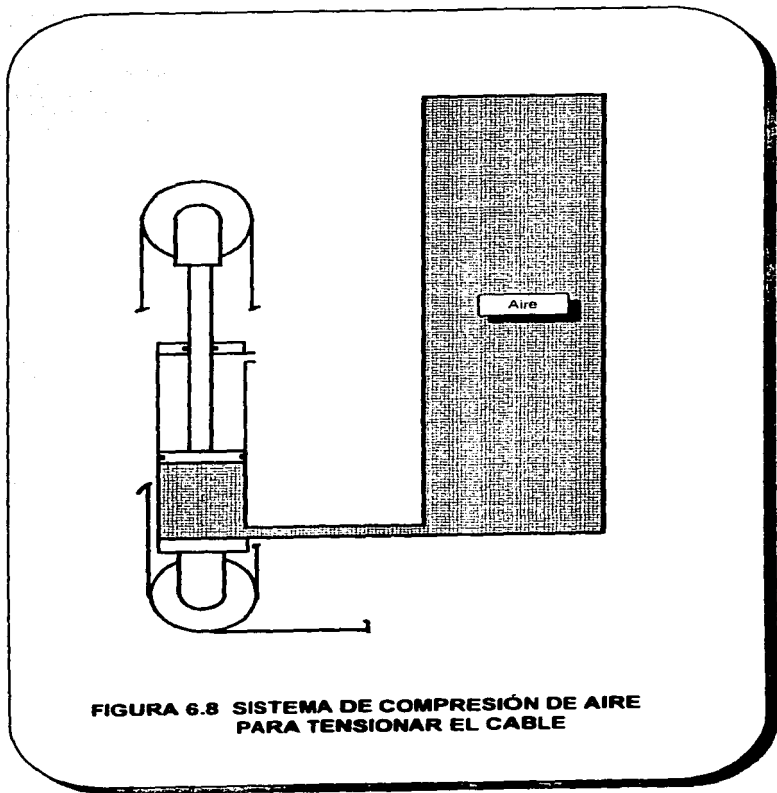
VI.2.7 CONTROL DE LA PRESIÓN EN EL CILINDRO

La presión en el cilindro determina la tensión del cable y así la tensión en el riser. Para mantener la tensión en o sobre un nivel preseleccionado, la presión del aire debe ser mantenida a un nivel fijo. La técnica que se utiliza en todos los tensionadores disponibles es el aire comprimido almacenado en depósitos de alta presión (Figura 6.8).

El aire se comprime en el depósito de presión mediante compresoras de alta presión a un nivel que presurizará al cilindro tensionador a la tensión deseada. El depósito de presión y el cilindro tensionador están directamente interconectados por medio de una tubería de tamaño adecuado para que estén a la misma presión. La fuerza de extensión del cilindro se convierte en la tensión del cable, la cual se conecta a la parte superior del tubo del riser para proporcionar la tensión al riser.

Mientras la unidad flotante se mueve hacia arriba y comprime el cilindro por el jalón sobre el cable y causa la retracción del cilindro, el aire en el cilindro se comprime en el depósito de presión. Cuando la unidad flotante se mueve hacia abajo, el cilindro se expande. El aire desde el depósito de presión se expande dentro del cilindro, manteniendo el nivel de tensión en el cable y de la presión en el cilindro.

La cantidad de presión reemplazante del aire y la variación de la tensión debida a la expansión y compresión del aire durante la carrera del cilindro tensionador se determinan por la relación entre el volumen del cilindro y el volumen de la presión del aire. Si se utilizara un depósito pequeño de presión de aire, resultaría en variaciones grandes de tensión debidas al movimiento de la unidad flotante. Por otro lado, depósitos



**FIGURA 6.8 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE AIRE
PARA TENSIONAR EL CABLE**

muy grandes de presión de aire virtualmente eliminarían la variación de la tensión debido al movimiento del unidad flotante pero serían muy pesados, grandes y costosos. En contraste, una relación óptima entre el tamaño del cilindro y el tamaño del depósito de presión de aire se ha seleccionado por cada fabricante de tensionadores.

La compresión del aire dentro del depósito es un ciclo politrópico y puede ser calculado con la siguiente fórmula:

$$P_1 V_1^n = P_2 V_2^n$$

donde:

$$n = 1.1$$

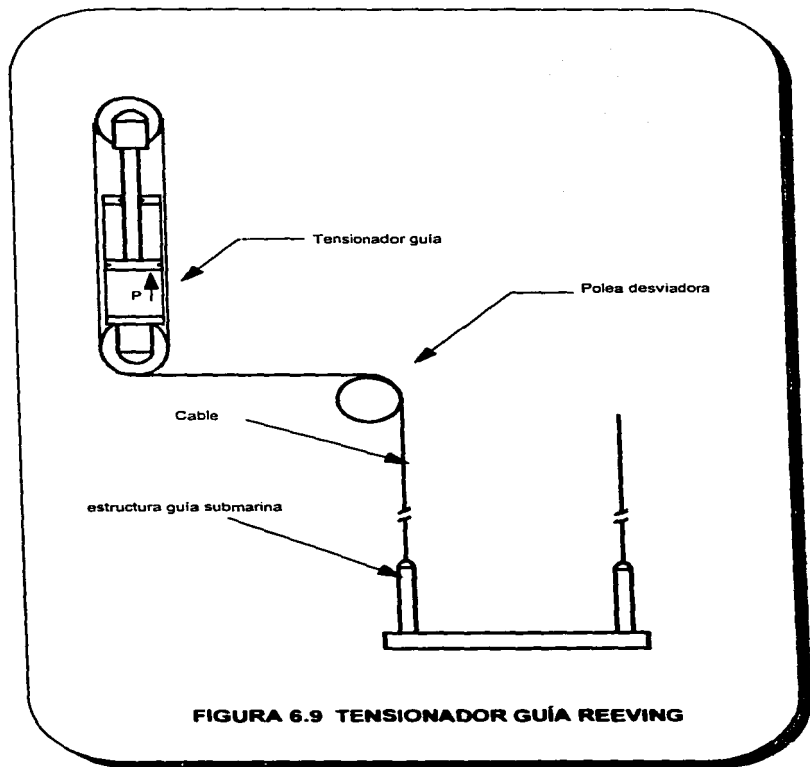
VI.2.8 TENSIONADORES DE LAS LÍNEAS GUÍA

Las líneas guía del cabezal submarino deben estar tensas para ser efectivas. A fin de mantener las líneas guía tensas a un nivel de tensión preseleccionado, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía del cabezal y normalmente a las líneas de control del conjunto de preventores (Figura 6.9). Los tensionadores de las líneas guía operan exactamente igual a los tensionadores del riser y están diseñados igual, excepto que estos son más pequeños.

VI.3 SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS

El sistema compensador de movimiento se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante en operaciones con línea de acero, especialmente en operaciones de registros de pozo. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho y utiliza una línea de acero de trabajo, la cual va desde la cima del tubo del riser alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimiento y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro están conectadas al mismo yugo, el cual esta suspendido del compensador de movimiento por un resorte neumático (tensionador especial).

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija. Cuando el sistema flotante se mueve hacia abajo, la polea permanece nuevamente en una posición relativamente fija, controlada por el resorte neumático. Este movimiento compensado tiene el efecto de nulificar el movimiento relativo entre el sistema flotante y el piso marino generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante. Esto elimina el movimiento del sistema flotante que de otra manera se sobrepondría por la lectura de datos de la sonda de registro.



Este mecanismo compensador no se requiere cuando se instala un compensador de la sarta de perforación (DSC). El DSC tiene la capacidad de realizar esta función, además de muchas otras.

VI.3.1 COMPENSADOR DE MOVIMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN (DSC)

La aplicación principal del compensador de la sarta de perforación es nulificar el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante que sería impuesto sobre la sarta de perforación. Esta nulificación del movimiento mejora significativamente la operación de los siguientes procedimientos.

a) Perforación

El DSC mantiene un peso sobre barrena prácticamente constante, no afectado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante. Mejora los rangos de penetración y la vida de la barrena. Permite el cambio inmediato y fácil del peso sobre barrena en la superficie, sin el viaje de la sarta de perforación, eliminando así muchos viajes.

b) Instalación del conjunto de preventores

El DSC permite una instalación relativamente sencilla del conjunto de preventores y/o del riser marino, no sólo de una manera más segura, sino en condiciones marinas más severas o de movimientos ascendentes y descendentes mayores a lo que sería posible en otras circunstancias.

c) Instalación de tubería de revestimiento

El DSC permite la instalación segura de la T.R. en condiciones marinas severas y/o en condiciones de movimientos ascendentes y descendentes del sistema flotante que de otra manera serían imposibles o inseguros.

d) Control de seguridad

El DSC puede eliminar el movimiento de la sarta de perforación en el conjunto de preventores. Esto elimina el desgaste de los sellos del preventor debido al movimiento del sistema flotante y al movimiento de la sarta de perforación debidos al cierre de los arietes o de preventor anular sobre el tubo de perforación.

e) Operaciones diversas

Las operaciones que de otra manera serían estorbosas o imposibles con el movimiento de la sarta de perforación o del sistema flotante, ahora son posibles debido a que el DSC elimina el movimiento de la sarta de perforación durante muchas operaciones.

VI.3.2 MÉTODOS BÁSICOS DE LOS COMPENSADORES DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Todos los DSC de los sistemas de perforación flotantes actuales son mecanismos de tensionamiento de resorte de aire. Son mecanismos pasivos que funcionan basándose en la diferencia entre el peso suspendido de la sarta de perforación y el nivel de tensión colocado en el DSC.

El peso sobre barrena es igual al peso de la sarta de perforación menos la tensión colocada en el DSC. Los niveles de tensión se controlan en el DSC exactamente igual que en los tensionadores del riser. Las técnicas básicas y la tecnología desarrollada para los tensionadores del riser se aplicaron a los compensadores de la sarta de perforación.

Durante la perforación, el peso de la sarta está soportado por el cilindro hidroneumático del DSC y el peso de la barrena sobre el fondo. Los cilindros están interconectados a los depósitos de presión (al igual que en el tensionador). El control de la presión de aire en el depósito determina el nivel de tensión. Las técnicas de perforación propias del DSC siempre requieren que la tensión sea menor al peso de la sarta.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba, los cilindros de soporte deben correr para extender el DSC y así comprimir el aire desde el cilindro dentro del depósito de presión. El volumen grande del depósito controla las variaciones en la presión debidas a la compresión del aire, al igual que en un tensionador. Estos cilindros mantienen la carga (tensión) de soporte preseleccionada y así mantienen prácticamente el mismo peso sobre la barrena.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia abajo, los cilindros de soporte retraen al DSC. Este movimiento tiende a dar más peso sobre barrena, pero a medida que los cilindros se mantienen al nivel de presión de aire preseleccionado, el cilindro retrae el DSC manteniendo la carga preseleccionada (tensión), manteniendo así, el peso sobre barrena. Durante la retracción del DSC, el aire se expande desde el depósito hasta los cilindros, manteniendo el nivel de presión deseado.

VI.3.3 TIPOS BÁSICOS DEL DCS

a) Línea muerta

Se puede montar un tensionador en la línea muerta del sistema de malacates para controlar el peso sobre barrena. Esta técnica se usó en un equipo y funcionó bien como un mecanismo de seguridad, pero se encontró que es mecánicamente ineficiente para las operaciones de perforación.

b) Block de la Corona

Un mecanismo de tensionamiento soporta al block y a la sarta de perforación. Al soportar el block de la corona con la tensión controlada, el compensador se convierte en un mecanismo nulificador de movimiento mediante el ascenso y descenso del block de la corona. El ascenso y descenso del block viajero y del gancho nulifican o aíslan el movimiento tanto del sistema flotante como el de la sarta de perforación. Esta técnica ha sido probada y ha demostrado ser efectiva.

c) DSC del block viajero

Un mecanismo tensionador para soportar la sarta de perforación se conecta entre el block viajero y el gancho, para convertirse en un mecanismo nulificador de movimiento. Su nivel de tensión se controla por técnicas idénticas a las de un tensionador del riser.

VI.3.4 TÉCNICAS DEL COMPENSADOR DE LA SARTA DE PERFORACIÓN DEL BLOCK VIAJERO

a) Cilindro tipo tensión

Esta técnica se aplica a un cilindro(s) con alta presión sobre la parte de la barra del cilindro(s) entre el block viajero y el gancho (Figura 6.10). A fin de proporcionar lubricación al cilindro, se utiliza un acumulador de aceite/aire sobre el piso o sobre la torre de perforación y el aceite fluye a través de la manguera hasta el cilindro. La presión en el cilindro controla el nivel de tensión del DSC de la misma manera que en el tensionador del riser. El peso sobre barrena se determina por el peso de la sarta de perforación menos la tensión colocada en el DSC.

En caso de desconexión de la sarta de perforación, la entrada del flujo de aceite al cilindro debe ser cerrada inmediatamente para prevenir el daño al cilindro, al equipo circundante y al personal.

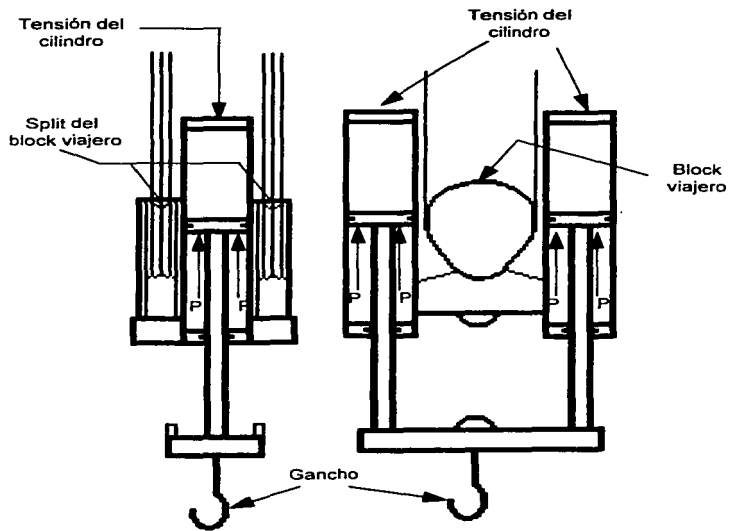


FIGURA 6.10 COMPENSADOR DE MOVIMIENTO DE TIPO TENSION

b) Cilindro tipo compresión

Esta técnica utiliza un cilindro con aire a alta presión sobre el lado ciego de un cilindro entre el block viajero y el gancho (Figura 6.11). La lubricación y el control de seguridad se logran mediante el depósito de aire/aceite a baja presión sobre la parte de la barra del cilindro. La cadena que se encuentra alrededor del cilindro en dos partes de la línea, proporciona una carrera de compensación dos veces mayor que la del cilindro. En otras palabras, una carrera de un cilindro de 9 pies proporciona un movimiento compensado de 18 pies. El uso de un depósito de aceite/aire de baja presión permite el uso del aire a alta presión directamente sobre la parte ciega del cilindro, de tal manera que el aire fluya a través de la tubería vertical y de la manguera para una caída de presión reducida y una reducción de la carga de impacto.

VI.3.5 TÉCNICAS DE UN COMPENSADOR DE LA SARTA DE PERFORACIÓN PARA EL BLOCK DE LA CORONA

Los cilindros actuados por compresión (Figura 6.12) soportan el block de la corona. El block de la corona está montado sobre una estructura soportada en la cima de la torre de perforación, la cual permite el movimiento vertical del block de la corona. El control de la presión en los cilindros de soporte determina el nivel de tensión o de soporte de carga del block de la corona.

El peso sobre barrena es igual al peso de la sarta de perforación menos la tensión colocada en el DSC.

El DSC del block de la corona mueve el mecanismo compensador hacia el block de la corona en vez ubicarlo en el block viajero. Esta ubicación elimina la vuelta de la manguera requerida por un DSC del block viajero.

Las poleas articuladas que se encuentran fuera del equipo, están montadas sobre el mecanismo de soporte del block de la corona. Estas poleas están conectadas para nulificar el movimiento del block de la corona que de otra manera sería generado por el ascenso y descenso del block de la corona con respecto a los malacates.

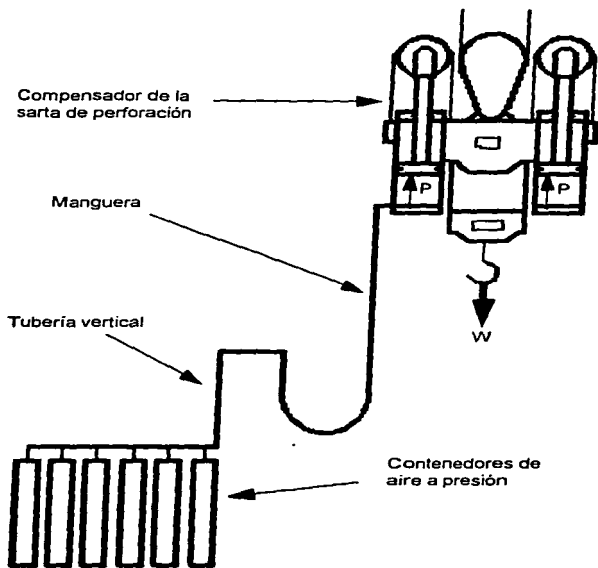


FIGURA 6.11 COMPENSADOR DE MOVIMIENTO DE TIPO COMPRESIÓN

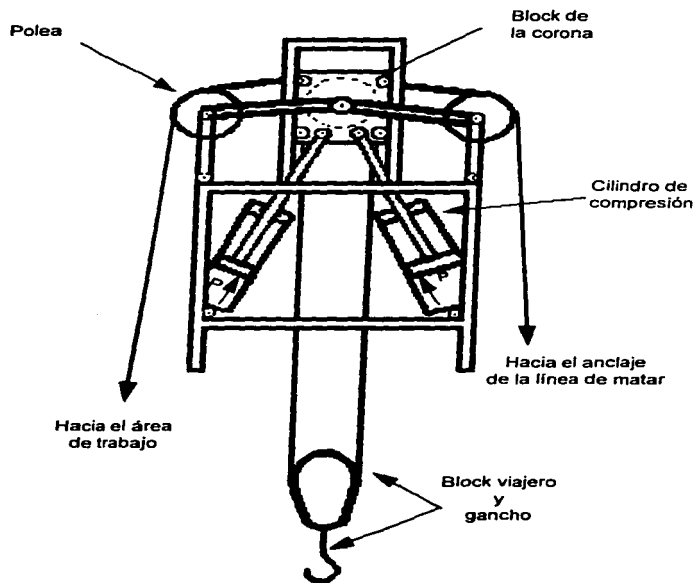


FIGURA 6.12 COMPENSADOR DE MOVIMIENTO DE TIPO BLOCK DE CORONA

VI.3.6 OPERACIÓN DE UN COMPENSADOR DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

a) Nivel de tensión

El nivel de tensión de un compensador de la sarta de perforación se determina por la presión del aire en el cilindro o por la presión del aceite controlada por el aire a alta presión en el acumulador.

Peso sobre barrena = Peso de la sarta de perforación - la tensión del compensador de la sarta de perforación.

Cuando un compensador de la sarta de perforación esta en operación normal, los depósitos de aire a presión de gran volumen se conectan directamente por medio de tuberías, tubería vertical y una manguera, a los cilindros del compensador de la sarta de perforación. El nivel de la tensión se incrementa mediante la compresión de más aire en el interior del sistema de aire encerrado. El nivel de la tensión se reduce por el desfogue del aire de los depósitos hacia la atmósfera. El control de la presión del aire en los depósitos y el sistema compensador de la sarta de perforación es idéntico a las técnicas utilizadas en los sistemas tensionadores del riser.

b) Inicio de la perforación

Después de dar el nivel de tensión deseado en el compensador y de hacer las conexiones, se baja la sarta de perforación hacia el interior del agujero hasta que la barrena de perforación contacte con el fondo. Al tocar fondo, continuar bajando el block viajero para permitir que la carrera del compensador de la sarta de perforación llegue a su punto medio. Nótese que el nivel de tensión del compensador siempre es menor al peso total de la sarta de perforación. Por lo tanto, cuando se levanta la sarta de las cuñas, el compensador se extenderá en toda su longitud antes de quitar las cuñas.

Cuando la barrena llega al fondo, el compensador comenzará a retraerse y a soportar el peso de la sarta de perforación igual a su nivel de tensión. Esto permite la diferencia entre el peso sobre barrena y la tensión del compensador de la sarta de perforación como se calculó previamente. Bajando el block viajero hasta aproximadamente la mitad de la carrera del compensador de la sarta de perforación le permitirá a éste operar a aproximadamente a la mitad de su carrera. A medida que la barrena perfora, el perforador continua bajando gradualmente el block viajero para mantener la carrera del compensador de la sarta de perforación cerca de su punto medio. En la medida que el compensador de la sarta de perforación se opera dentro de sus límites de carrera, el peso sobre la barrena será controlado por éste y se mantendrá a su carga preseleccionada.

c) Instalación del conjunto de preventores

Se puede lograr la instalación relativamente sencilla de un conjunto de preventores pesado utilizando el compensador de la sarta de perforación. Una técnica común que ha sido utilizada satisfactoriamente es colocar el nivel de tensión del compensador de la sarta de perforación a unos cuantos cientos de libras menos que el peso del paquete a ser instalado en el fondo del océano. Cuando se empieza el levantamiento del equipo de perforación, se levanta el block viajero para extender el compensador de la sarta de perforación a toda su longitud. Cuando se llega al fondo del océano con el paquete, el contacto inicial con el paquete permitirá al compensador la retracción de su carrera.

Sin embargo, el compensador de la sarta de perforación continuará soportando la mayoría o casi el total de la carga, dejando la estructura del fondo del océano soportando únicamente la diferencia entre la tensión colocada y el peso del paquete, el cual puede ser ajustado a cargas muy ligeras comparadas con el peso total del conjunto de preventores. Esta técnica permite instalar o recuperar el conjunto de preventores en condiciones marinas mucho más severas y de una manera más segura.

d) Instalación de tuberías de revestimiento

La instalación de las tuberías de revestimiento se lleva a cabo de la misma manera como en la descrita en la instalación del conjunto de preventores. Esta instalación relativamente sencilla permite que la operación se realice en condiciones más severas de movimiento ascendente y descendente sin dañar los colgadores y sus sellos.

VII

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Como los requerimientos para la explotación de aceite y gas costa fuera tienden a moverse hacia aguas más profundas y medios ambientes más severos, la búsqueda a través de la literatura correspondiente reveló que el sistema de riser es uno de los componentes claves de los sistemas de perforación, terminación y reparación, así como de producción flotantes utilizados en la explotación en aguas profundas. El riser puede ser definido como un conducto que permite comunicar cualquier sistema flotante (buque o plataforma) con cualquier instalación submarina (pozo, cabezal, árbol, templete, conjunto de preventores, sistema de producción, etc.).

Los risers fueron clasificados en base a la función que desempeñan en tres grupos principales, los cuales son: Risers de perforación, Risers de terminación y reparación y Risers de producción.

Los risers de perforación sólo pueden ser de estructura rígida, mientras que los de terminación y reparación, así como los de producción, pueden ser reclasificados en base a la configuración que adoptan.

El riser debe ser diseñado de una forma especial para que resista sin temor a fallar los efectos del medio ambiente y operacionales (olas, mareas, corrientes, presiones de operación, etc.). Se debe tomar en cuenta que cada sistema de riser está diseñado para satisfacer rangos establecidos de presión, corrosión, erosión y temperatura durante el mantenimiento íntegro de la estructura. Es por esto que los planes para la inspección, mantenimiento y reparación a largo plazo, pueden influir en el diseño del sistema de riser.

Aunque las teorías de análisis de riser están basadas en los mismos principios y métodos, existe una gran diferencia en el tratamiento de estas teorías debido a las particularidades que existen entre los diferentes sistemas de risers (rígidos y flexibles).

En el caso de los risers rígidos (perforación, terminación y reparación), el análisis más adecuado es el del método del elemento finito, ya que estos se comportan mecánicamente de acuerdo a la teoría de vigas. Aún así, es necesario un análisis posterior que incluya el comportamiento dinámico de las estructuras.

Se encontró que el estudio de la respuesta de un riser no debe estar basado únicamente en el análisis estático, ya que la generación de una respuesta estática debe ser la primera etapa del estudio, la cual debe estar seguida de una respuesta generada del análisis dinámico.

Para estudiar un sistema de riser se recomienda utilizar un análisis estático seguido de un análisis dinámico.

El análisis estático permite obtener una evaluación instantánea de la respuesta a las condiciones de carga extrema y tiene las siguientes características principales:

- Es aplicado durante una etapa preliminar de diseño, previa al análisis dinámico, para eliminar las configuraciones del riser que no cumplan los requerimientos funcionales y operacionales.
- No toma en cuenta los efectos de la inercia ni los efectos de la velocidad relativa.
- Utiliza la técnica de las series del tiempo simuladas por la variación de los parámetros dependientes del tiempo en una secuencia de las soluciones estáticas para las ecuaciones de parámetros concentrados.
- Es económico.

El análisis dinámico tiene como principal función determinar la respuesta de la estructura a su carga dinámica; donde la formulación de la ecuación de movimiento es posiblemente la fase más importante del procedimiento de análisis total, donde una de las más difíciles áreas en la ecuación ha sido la fuerza de arrastre dinámica del fluido ya que esta es no lineal.

Para realizar el análisis dinámico, las técnicas más empleadas son la del dominio de la frecuencia y la del dominio del tiempo.

El dominio de la frecuencia tiene las siguientes características principales:

- Una evaluación estadística de la respuesta del riser como una función de la frecuencia.
- Es aplicada durante las fases preliminar y final de diseño.
- Proporciona las funciones de transferencia del esfuerzo para la valoración de la vida de la fatiga de los risers de tubería rígida.
- Supone que el arrastre está linealizado.
- Utiliza la función de transferencia del riser y el espectro de onda de diseño para generar características de la respuesta espectral del riser.
- Es una técnica que simplifica las no linealidades.
- El arrastre linealizado incrementa el error comparado a la solución del dominio del tiempo.

La técnica del dominio del tiempo tiene las siguientes características principales:

- Permite generar series del tiempo de respuesta para evaluar respuestas estadísticas y valores extremos.
- Es aplicada durante la fase final del diseño para la confirmación de la predicción de la respuesta y de la carga del análisis del dominio de la frecuencia y para estudiar la distribución probabilística de las cargas sobre componentes individuales.
- Proporciona la función de transferencia del esfuerzo y el factor del uso acumulativo para la valoración de la vida de servicio de los risers de tubería flexible.
- Comprende las no linealidades y las velocidades relativas.
- Utiliza la integración numérica directa de las ecuaciones de los parámetros concentrados.
- Presenta la ventaja de la modelación de los parámetros de entrada casi sin límites pero tiene la desventaja de ser una técnica muy costosa, desde el punto de vista computacional.

Se observó que muchos de los problemas y de las suposiciones de modelado aplicables a los risers de perforación también pueden ser aplicables a los risers rígidos de producción.

También se observó que existen diferencias claves entre un riser de perforación y un riser de terminación y reparación, las cuales pueden impedir la aplicación directa del criterio y de los métodos de análisis de un riser de perforación a un riser de terminación y reparación. Estas diferencias incluyen:

- Los requerimientos funcionales
- El contenido de presión
- El tamaño de la estructura
- El comportamiento dinámico
- Los niveles de tensión
- La vida de fatiga
- Los sistemas de flotación
- La tensión estructural

Los risers flexibles son los sistemas que requieren investigaciones trascendentes. Las dificultades que imponen las no linealidades están comenzando a ser tratadas por medio de la técnica del elemento finito. La técnica del dominio de la frecuencia

no ha sido utilizada debido a la importancia que tienen las no linealidades en un tubo flexible. No se encontró ningún intento por linealizar las ecuaciones de movimiento para un riser flexible. Sin embargo, en los risers híbridos, la técnica del dominio de la frecuencia ha sido utilizada y su información ha servido para estimar la vida de fatiga.

Cuando se cuenta con información suficiente para modelar los esfuerzos y cargas a las que está impuesto un sistema de riser, estos son susceptibles de ser analizados utilizando ecuaciones de movimiento y de condiciones de esfuerzo, desde el punto de vista mecánico. Este tipo de análisis se conoce como aproximación determinística.

La contraparte existe y consiste en que si el problema no es susceptible de ser modelado por un conjunto de ecuaciones de solución numérica o analítica, entonces se recurre a técnicas de análisis probabilístico, llamadas aproximaciones probabilísticas.

Para el caso de los risers de terminación y reparación también se recomienda realizar el análisis dinámico utilizando ambas técnicas, la del dominio del tiempo y la del dominio de la frecuencia.

Aunque las aproximaciones probabilísticas y espectrales no son muy nuevas, muy pocos documentos reportan la aplicación de dichas aproximaciones al estudio del comportamiento de los risers costa fuera. Por lo tanto, se concluye que existe un campo importante, el cual puede estar constituido por el método del dominio de la frecuencia y por los análisis espectrales y probabilísticos de los risers costa fuera en asociación con la evaluación de la vida de fatiga, que merece investigaciones más detalladas.

Otro punto que debe tomarse muy en cuenta es el de la fatiga del riser y que los procesos del daño por fatiga son de un género estadístico ya que involucra un gran número de variables relacionadas con la incertidumbre del material, como las variaciones locales de la fuerza, el esfuerzo residual, las imperfecciones metalúrgicas o mecánicas, etc.; es por eso que la predicción de la vida del riser puede ser únicamente dada por un nivel específico de confianza.

Al diseñar o seleccionar un riser es muy importante considerar que un riser no es una pieza individual del equipo sino un sistema complejo constituido de varios componentes.

El diseño de un sistema de riser depende de factores como:

- Cargas
- Fuerzas

- Presiones
- Temperaturas
- Mantenimiento
- Desplazamientos
- Medio ambiente

En los factores como los anteriores, se deberán estudiar sus causas incluyendo condiciones operacionales y de sobrevivencia de tormenta, además de alguna carga de corta duración o daños que puedan ocurrir durante la instalación, recuperación u operación del riser. En el caso de los risers de terminación y producción no se requiere únicamente la definición de cargas, sino una clara definición del número, tamaño y servicio para cada una de las líneas que serán requeridas, así como las propiedades de los fluidos que se van a producir para tomar en cuenta la fatiga del riser en términos de corrosión.

En el diseño de risers flexibles en aguas profundas y poco profundas, es evidente que la mayoría de las configuraciones disponibles del riser no necesariamente proporcionan la solución más conveniente. Cuando se esté en aguas profundas se utilizará una solución que esté basada en una configuración simple del riser para facilitar la modularidad del riser, con lo cual se realizará con mayor facilidad las operaciones de instalación y recuperación. En el caso de aguas poco profundas, el diseño estará enfocado a una configuración más compleja del riser debido a que las cargas ambientales son más severas, las cuales requieren un diseño particular.

Una vez terminado el diseño, el ingeniero deberá desarrollar los requerimientos y especificaciones para los componentes del riser que deberán ser muy comprensivas y estarán acompañadas por un criterio capaz de demostrar que el diseño del componente cumple con la especificación.

Finalmente es necesario comentar que no existen códigos, especificaciones o recomendaciones prácticas que específicamente permitan un criterio de diseño estructural que sea utilizado para los sistemas de risers.

Por otra parte, se observó que a medida que se incrementan el tamaño del riser, la profundidad del agua, las condiciones del mar, etc., también se incrementan los requerimientos de la tensión axial para proporcionar un soporte apropiado.

También se observó que los mecanismos de flotación incorporados al riser reducen los ángulos en la cima, también estos mecanismos de flotación reducen el peso del riser en el agua, lo cual trae como consecuencia una reducción de la tensión axial ya que el esfuerzo total máximo es menor aunque se incremente el tirante de agua.

El análisis de los ángulos de la unión bola en el modo de perforación normal es muy importante, ya que estos ángulos están destinados a impedir el daño y el desgaste del riser y de la propia unión bola. Mientras que en el modo de perforación desconectado, estos ángulos son utilizados para impedir el daño al riser, a la propia unión bola, y al conjunto de preventores.

El análisis del esfuerzo máximo total nos permite determinar la resistencia que tiene un riser para soportar las cargas máximas de diseño y así seleccionar el espesor de pared y las propiedades del material del tubo del riser.

El esfuerzo máximo total es el resultado de la carga del tensionador, de la flotación del riser, del peso del riser, del peso del todo y de la fuerza de la corriente y de la longitud de las olas.

El compensador del aparejo de perforación es una herramienta que permite realizar operaciones de perforación con mayor eficiencia, tanto en condiciones marinas normales como severas dando continuidad a la perforación.

Un compensador del aparejo de perforación ahorra tiempo en los equipos y con esto dinero en cada una de las operaciones donde se utiliza. Además reduce el tiempo de colocación; La cantidad reducida, es decir el ahorro del tiempo, varía en cada una de las operaciones debido a que las condiciones del área, el diseño del equipo, las condiciones climatológicas, etc., no permanecen constantes.

Por lo cual la perforación de un pozo puede ser llevada a cabo con mayor rapidez y utilizando menos días, viajes y barrenas de perforación.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

VIII
RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

De acuerdo al resultado de los análisis realizados a la información disponible y considerando el estado del arte de la tecnología del sistema de riser marino, en base a las conclusiones anteriores, se pueden hacer las siguientes recomendaciones.

En las etapas de planeación, diseño y selección debe optarse en lo posible por los sistemas que reúnan las características de sencillez, economía y factibilidad. Es decir, el mejor sistema debe ser lo más sencillo posible. La sofisticación no siempre garantiza seguridad y mucho menos economía.

Por otro lado, la economía debe ser un compromiso determinante entre el sistema de riser marino técnicamente más eficiente y seguro, al menor costo posible. Pero no deben sacrificarse ni la eficiencia ni la seguridad a fin de obtener una reducción por sustancial que ésta sea.

La factibilidad cierra el círculo entre la calidad y la excelencia técnico-económica; es decir, completa las características adecuadas de selección de un sistema de riser marino. No podría seleccionarse un sistema económico y simple si este no fuera factible.

Para optimizar el diseño y la selección de un sistema de riser marino es necesario optimizar el diseño y la selección de cada uno de los componentes que forman el sistema de riser, ya que como se ha mencionado, el riser no es un elemento único, si no es un sistema complejo constituido por varios componentes que llegan a formar subsistemas.

Para realizar operaciones más eficientes es necesario coordinar el análisis del sistema de riser con el análisis de otros sistemas como son el tensionador y el compensador de movimientos, los cuales permiten ahorrar tiempo y por consiguiente dinero.

Este es uno de los primeros trabajos en español de los sistemas de risers marinos. Por tal razón se recomienda continuar actualizándolo en la medida que las necesidades específicas lo vayan requiriendo.

En la actualidad la industria petrolera esta planeando perforar a profundidades promedio de 12,000 pies. Sin embargo, el riser como toda tecnología presenta ciertas limitaciones, por tal motivo la industria no puede llevar el equipo actual hacia tales profundidades sin realizarle cambios. Se han detectado tres problemas con la tecnología existente que son:

1. Las operaciones de perforación flotantes en aguas profundas actualmente están limitadas a la utilización de un riser marino de 21 pulgadas, el cual no puede ser llevado a tales profundidades.
2. No se cuenta con un equipo que pueda soportar la longitud del riser a tales profundidades y si se tuviera tal equipo el riser no sería capaz de resistir el esfuerzo que se genera a estas profundidades.
3. Actualmente el control del pozo representa una frontera tecnológica, en el mejor de los casos, a la profundidad máxima del agua.

Por lo anterior, el riser como toda tecnología debe ser mejorado o reemplazado para satisfacer las necesidades crecientes de la industria. Para lograr esto se han propuesto varias técnicas las cuales están basadas en los siguientes conceptos:

- Desviar el flujo en el piso marino hacia una línea de retorno.
- Aislar al riser del cabezal y reducir la columna hidrostática dentro del riser.
- Utilizar un riser de perforación de diámetro reducido.

Una de estas técnicas es la perforación sin riser, la cual representa una técnica potencial para reemplazar a la perforación con riser, ya que pretende ofrecer beneficios tales como los siguientes:

- La relajación de la conservación de la posición reducirá el tiempo de espera sobre las condiciones climatológicas o bien, podría ser instalado un sistema de amarre menos costoso. En el caso de un equipo posicionado dinámicamente, ésta reducirá los incidentes del manejo y proporcionará menos y menores empujes.
- En escenarios ya desarrollados, se podría perforar un patrón grande de pozos submarinos con un sistema de amarre más flexible.
- La reducción en el peso y en el espacio disminuirá significativamente el costo de la infraestructura de producción flotante. La perforación sin riser proporcionará capacidad de perforación y reparación sin pesos grandes y espacios restringidos.
- Si lo requerimientos del peso para la perforación en aguas profundas pueden ser reducidos substancialmente, entonces podrán ser utilizados equipos de perforación semisumergibles más pequeños.
- La utilización de un sistema cerrado para soportar la perforación sin riser permitirá la utilización de otros métodos de perforación no considerados normalmente en las operaciones flotantes. Estos incluyen a los fluidos de perforación con

espumas, a la perforación con aire, a la perforación bajo balance y a la perforación con circulación inversa.

En cuanto a los risers de producción, se encontró que existe una tendencia a optimizarlos, sobre todo a los flexibles, mejorando su recubrimiento, con la finalidad de incrementar la profundidad de colocación, la resistencia al colapso, la vida de servicio, el rango de presiones manejado, etc.

Por lo anterior, compañías como la de collexip, quien proporciona una construcción de 5 capas de recubrimiento para sus tubos, de las cuales la más interna es una carcaza de acero inoxidable, esta experimentando con carcazas en forma de T de aluminio y de aceros férricos inoxidables, con la finalidad de incrementar la resistencia al colapso.

Un paso clave en estos experimentos es la capa media en espiral formando un aro, la cual tiene como finalidad incrementar el rango de la presión y mejorar la vida de servicio. Sin embargo se esta experimentando con una geometría denominada alambre-T, la cual pretende crear beneficios como los siguientes:

- Se podrán fabricar aros en forma de espiral más grandes y más fuertes.
- Esta geometría es menos susceptible a la formación de grietas por fatiga.

Se alcanzará un incremento futuro en capacidad a través de la utilización de un segundo aro en el exterior de esta geometría.

Para incrementar el rango de la profundidad de colocación de los risers flexibles, se están acondicionando armaduras de tensión fabricadas con un material de peso reducido.

El costo de los sistemas compuestos - reforzados es mayor que el de un tubo reforzado con acero. Sin embargo, estos sistemas pueden estar justificados en aguas muy profundas donde las tuberías tradicionales son muy pesadas.

Otra compañía, la Flexlok de Wellstream, esta desarrollando carcazas mecánicas en tubos de diámetro mayor para incrementar la resistencia al colapso. También está evaluando otras geometrías y materiales tales como mezclas de aluminio, las cuales reducen el peso y el costo mientras proporcionan mayor resistencia al colapso y a la corrosión.

Además esta en proceso de desarrollo una lámina compuesta de fibras de carbón termoplásticas para reemplazar la capa del armazón de acero. Esta composición será menos pesada, más fuerte y más resistente a la corrosión que el acero.

Finalmente esta composición prolongará la utilización de tubos flexibles a los risers dinámicos para aplicaciones en aguas profundas.

En las fases posteriores se recomienda llevar a cabo un programa de asimilación de las tecnologías que están próximas a salir, tal es el caso de las tecnologías mencionadas anteriormente.

Finalmente, una recomendación importante al presente trabajo consiste en que este debe divulgarse hacia áreas operativas de perforación, producción y terminación y reparación, ya que contiene aspectos de gran interés y además presenta información técnica, la cual puede ser utilizada como un análisis preliminar a la selección de un sistema de riser marino, durante la etapa de planeación y diseño.

BIBLIOGRAFÍA

1. Allen Gault. "Riserless drilling: circumventing the size/cost cycle in deepwater". *Offshore*, May, 1996, 49-53 pp.
2. API. " Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems". API Recommended Practice 16Q (RP 16Q). Washington, DC. American Petroleum Institute. First Edition, November 1, 1993, 48 pp.
3. API. " Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems". API Recommended Practice 17A (RP 17A). Washington, DC. American Petroleum Institute. First Edition, September 1, 1987, 88 pp.
4. API. " Recommended Practice for Design and Operation of Completion/Workover Riser". API Recommended Practice 17G. Washington, DC. American Petroleum Institute. First Edition, January 1, 1995, 33 pp.
5. API. "Bulletin on Comparison of Marine Drilling Riser Analyses". API Bulletin 16J (BUL 16J). Washington, DC. American Petroleum Institut. First Edition, August 1, 1992, 43 pp.
6. C. P. Sparks and P. Odrú, Inst. Francais du Pétroleo, and H. Bono and G. Metivaud, Aerospatiale. "Mechanical Testing of High - Performance Composite Tubes for TLP Production Risers". *Offshore technology Conference*. Houston, Texas, May, 1988, OTC 5797, 467-472 pp.
7. C. V. Wolff, Reading and bates Drilling Co.; C. J. Lohr, Shell Oil Co.; D. J. Wudtke, Skagit Products, LTV E. P. C. "Station keeping in Deep Water: An Alternative to Dynamic Positioning". *Offshore technology Conference*. Houston, Texas, May, 1988, OTC 5624, 73-85 pp.
8. D. Hoffman, HMC Offshore Corp.; N. M. Ismail and R. Nielsen, Wellstream Co.; and Chandwani, Zentech. " The Design of Flexible Marine Risers in Deep and Shallow Water". *Offshore technology Conference*. Houston, Texas, May, 1991, OTC 6724, 253-262 pp.
9. E. A. Fisher and P. C. Berner, Cameron Offshore Engineering Inc. "No-Integral Production Riser for Green Cayon Block 29 development".

- Offshore technology Conference. Houston, Texas. May, 1988, OTC 5846, 353-360 pp.
10. E. D. Valenzuela, Cameron Offshore Engineering Inc. "Dynamic Behavior and Cost Comparison of Surface and Nosurface Piercing Deepwater Production Risers". Offshore technology Conference. Houston, Texas. May, 1988, OTC 5799, 481-488 pp.
11. E. McGennis and P. Fleming, Coflrix. V. K. Ltd. "Flexible Risers For J-Tube Pull-in ". Society of Petroleum Engineers , Inc. Aberdeen. September, 1991, SEP 23088, 501-511 pp.
12. ETA Offshore Seminars, Inc. "The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production". The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1976, 426 pp.
13. Jean- Claude Sehawann. "Desing and Operating Procedures of The Deep Sea Drilling Risers". Département Etudes Marines Avancées.
14. K. Dupal and K. D. Flodberg, Shell Offshore Inc. "Auger TLP: Drilling Engineering Overview". Society of Petroleum Engineers, Inc. Dallas, Texas. October, 1991, SPE 22543, 85-100 pp.
15. K. Zare and T. K. Datta, Indian Inst. of Technology-delhi. "Dynamic Response of Lazy-S Risers in Random Sea". Offshore technology Conference. Houston. Texas. May, 1990, OTC 6640, 177-184 pp.
16. L. C. Chita and A. L. Cordeiro, Petrobás S. A. "Deepwater Dilling ". Offshore technology Conference. Houston, Texas. May, 1988, OTC 5808, 17-26 pp.
17. L. M. Harris. "Deepwater Floating Drilling Operations". The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. 1972, 272 pp.
18. N. Aluheim, Ugland Offshore AS. "Deepwater Installation-Heavy Mooring and Risers Systems". Offshore technology Conference. Houston, Texas. May, 1995, OTC 7913, 407-417 pp.
19. P. P. Rooney and K. B. Engebretsen, Aker Engineering AIS and D. J. Pettersen, Saga Petroleum AIS. "TLP Rigid Riser: A Case Study". JPT. March, 1992.
20. R. C. S. Bueno, Perobás S.A./Unicamp, and C. K. Morooka, Unicamp. "Analysis Method for Contact Forces Between Drillstring-Well- Riser".

-
- Society of Petroleum Engineers, Inc. Veracruz, México. October, 1994, SPE 289723, 531-537 pp.
21. R. Gonzalez, G. L. Marsh, P. B. Ritter, and P. E. Mendel, Shell Offshore Inc. "Improved Subsea Drilling System for development Wells in Deep Water: Auger Prospect ". Society of Petroleum Engineers, Inc. Dallas, Texas. October, 1991, SEP 22541, 65-73 pp.
22. Riley Sheffield. "Floating Drilling, Equipment and its Use". Gulf Publishing company. Houston, Texas. November, 1982, 257 pp.
23. R. Stewart Hall. "Drilling And Producing Offshore". Penn Well book. Tulsa, Oklahoma. 1983, 260 pp.
24. S. Karve, McDermott Intl. Inc.; P.J. O'Brien, Marine Computation Services Intl.; and J. F. McNamara. Univerity College Galway. Offshore Technology Conference. Houston, Texas. May, 1988, OTC 5796, 459-466 pp.
25. S. N. Smith, Amerada Hess Ltd. and I.L. Mercer, Coflexip(Uk) Ltd. "Ivanhoe/Rob Roy Flexible Riser System". Society of Petroleum Engineers, Inc. Aberdeen. September, 1991, SEP 23087, 487-500 pp.
26. W. C. Parks, J. D. Smith, and G. G. Weathers, Sonsub Inc. "Deepwater Completion/Workover Riser and Control System". Offshore Technology Conference. Houston, Texas. May, 1995, OTC 7921, 489-496 pp.