

PRESENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO  
E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍA EN  
PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN OFFSHORE SEGÚN  
NORMATIVA ACTUAL

CARLOS ALBERTO JAIMES LÓPEZ  
EDGAR HUMBERTO GUTIÉRREZ SANTOS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2021

PRESENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO  
E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍA EN  
PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN OFFSHORE SEGÚN  
NORMATIVA ACTUAL

CARLOS ALBERTO JAIMES LÓPEZ  
EDGAR HUMBERTO GUTIÉRREZ SANTOS

Plan Proyecto de Grado  
Para Optar Título de Ingeniero de Petróleos

Director

GERMÁN GONZÁLEZ SILVA  
PhD. en Ingeniería Química

Co-director

NATALIA PRIETO JIMÉNEZ  
Máster. en Ingeniería Química

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2021

## DEDICATORIA

*A Dios porque gracias a Él pude levantarme cada día sano y salvo. Toda la gloria sea para Él porque de su mano todo esto se hizo realidad, y gracias a Él mi familia y yo pudimos afrontar cada obstáculo y cada dificultad*

*A mi familia, porque fue mi más grande motivación para sacar mis estudios y carrera adelante. A mis padres quienes con su sudor, su trabajo y su amor incondicional lograron darme lo mejor: por sus consejos y educación que hicieron de mí lo que soy hoy en día. A mi Madre Patricia por enseñarme lo que es la humildad, que con constancia todo es posible en esta vida y a no dejar de soñar. A mi Padre Ramon por enseñarme de que tenemos que ser fuertes y nunca rendirnos para poder llegar a esa meta que tanto anelamos.*

*A mi Hermano Sergio*

*A mi compañero del proyecto de grado, a quien conocí el último semestre de la carrera pero que en poco tiempo pudimos formar un gran equipo para sacar este proyecto adelante*

*Mis amigos dentro y fuera de la Universidad, con quienes compartí este sueño y quienes siempre me brindaron su apoyo.*

*Carlos Alberto Jaimés López*

## DEDICATORIA

*Dedico principalmente este logro a mis padres pues sin duda alguna son y seguirán siendo la razón por la cual me levanto todos los días con sed de éxito y conocimiento, por enseñarme que lo más valioso en la vida es seguir los sueños a toda costa, por inspirarme a creer en todo lo que puedo ser como persona y profesional, hoy siendo así se materializa uno de tantos propósitos de la vida.*

*A mis amigos que conocí durante el desarrollo de mi carrera gracias por estar en los buenos y no tan buenos momentos, porque gracias al apoyo de cada uno de ustedes se cumple este logro, por que hicieron mucho más amena mi estadía durante todo este proceso de formación y con quienes de seguro tendremos muchas anécdotas en los próximos años.*

*A la vida gracias por permitirme estar hoy acá cerrando un ciclo más como estudiante y abriendo otro como profesional U.I.S. Mirar atrás y pensar en todo lo que ha pasado me llena hoy orgullo y satisfacción.*

*Edgar Humberto Gutiérrez Santos*

## TABLA DE CONTENIDO

	<b><i>Pág.</i></b>
INTRODUCCIÓN.....	18
1. OBJETIVOS.....	19
2. REVISIÓN TÉCNICA PARA LA INSTALACIÓN DE TUBERÍAS EN ALTAMAR.....	20
2.1 RECOMENDACIONES PRÁCTICAS API RP 14E. ....	21
2.1.1 Grados de tubería.....	21
2.1.2 Criterios de tamaño - general. ....	25
2.1.3 Criterios de tamaño para las líneas de líquido.....	26
2.1.4 Criterios de tamaño para las líneas de gas monofásicas....	32
2.1.5 Criterios de tamaño para el gas/líquido bifásico. ....	32
2.1.6 Expansión y flexibilidad.....	37
2.2. PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍAS OFFSHORE.....	39
2.2.1 Base del diseño. ....	39
2.2.2 Selección de ruta y estudio marino. ....	40
2.2.3 Selección del diámetro. ....	40
2.2.4 Espesor y grado de la pared.....	41
2.2.5 Estabilidad en el fondo.....	43
2.2.6 Análisis de la rugosidad en fondo. ....	47
2.2.7 Protección contra la corrosión externa.....	48
2.2.8 Viabilidad de la construcción. ....	49
2.3 RIESGOS Y DESAFÍOS EN LAS TUBERÍAS SUBMARINAS. .....	50
2.3.1 Diseño para instalar.....	50
2.3.2 Selección del sistema de recubrimiento externo. ....	53

2.3.3 Análisis de la tubería.....	55
2.3.4 Inundación accidental. ....	58
2.3.5 Desafíos en el monitoreo del punto de aterrizaje y la detección de dobleces. ....	60
2.3.6 Prueba hidrostática de la tubería en aguas profundas.....	63
2.4. MONITOREO DE TUBERÍAS SUBMARINAS BAJO CONDICIONES DE ESTRÉS Y DETERIORO ESTRUCTURAL.	66
2.4.1 Análisis hidrodinámico. ....	66
2.4.2 Aplicación de la metodología: modelado para el deterioro de un SCR. ....	67
2.4.3 Modelo hidrodinámico.....	67
2.4.4 Análisis de tensión mediante rainflow counting. ....	68
3. SELECCIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍAS DURANTE LA OPERACIÓN MULTIFÁSICA REGIDA BAJO EL MARCO TÉCNICO LEGAL Y OPERATIVO.....	71
3.1 MARCO TÉCNICO LEGAL Y OPERATIVO.....	71
3.2 TUBERÍAS OFFSHORE. ....	73
3.3 TUBERÍAS FLEXIBLES.....	74
3.3.1 Calificación de tubería flexible no ligada con los estándares API y DNV.....	76
3.3.2 DNV-RP-A203 calificación de la nueva tecnología .....	81
3.3.3 Aplicación de DNV-RP-A203 en la calificación de FFRP y FHRP.....	81
3.3.4 Base de calificación. ....	82
3.3.5 Despliegue de la tecnología.....	82
4. MITIGACIÓN DE LOS RIESGOS OPERACIONALES Y AMBIENTALES MEDIANTE PROCESOS Y/O HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS.....	85
4.1 PRUEBAS DE CALIFICACIÓN DE LOS REVESTIMIENTOS EXTERNOS DE ALTO RENDIMIENTO EN LOS OLEODUCTOS Y GASODUCTOS SUBMARINOS (FBE). ....	85

4.1.1 Conexión entre tuberías.....	88
4.1.2 Análisis epoxy.....	89
4.1.3 Procedimiento experimental. ....	90
4.1.4 Características mecánicas de los revestimientos recibidos. .....	92
4.1.5 Características térmicas del recubrimiento. ....	92
4.1.6 Resultados de la prueba de envejecimiento. ....	93
4.1.7 Prueba de disolución catódica. ....	95
4.2 VIBRACIONES EN TUBERÍAS OFFSHORE.....	100
4.2.1 Metodología de modelado de CFD. ....	100
4.2.2 Validación. ....	101
4.2.3 Malla. ....	103
4.2.4 Condiciones límites.....	103
4.2.5 Vibración inducida por hidratos.....	105
4.2.6 Resultado y discusión.....	106
4.3 INHIBIDORES DE CORROSIÓN. ....	113
4.3.1 La interfase. ....	113
4.3.2 La interfaz. ....	113
4.3.3 La molécula de agua.....	113
4.3.4 Hidrógeno. ....	113
4.3.5 Tubería. ....	114
4.3.6 La superficie interna de la tubería.....	116
4.3.7 El proceso de corrosión. ....	117
4.3.8 El inhibidor de la corrosión.....	119
4.3.9 Pruebas de detección. ....	120
4.3.10 Pruebas de rendimiento.....	120
5. CONCLUSIONES. ....	122
6. RECOMENDACIONES.....	125

BIBLIOGRAFIA.....	126
ANEXOS.....	133

## LISTA DE FIGURAS

	<i><b>Pág.</b></i>
Figura 1: Usos de los oleoductos en alta mar.....	18
Figura 2: Diferencias entre S-Lay, J-Lay and Reel-Lay method of installation.....	50
Figura 3: Muestras de anillos de colapso posteriores a la prueba. ....	51
Figura 4: Ilustración S-lay. ....	52
Figura 5: Modelado de elemento finito para S-lay en tubería de aguas profundas. ....	57
Figura 6: Análisis de una deformación típica en S-lay. ....	58
Figura 7: Tensión máxima vs diámetro de tubería para la instalación en aguas ultra profundas. ....	59
Figura 8: Efecto de la carga de la corriente en las tuberías de aguas profundas. ....	61
Figura 9: Problemas en la monitorización del TDP por el ROV a largo plazo. ....	62
Figura 10: Representación esquemática del SCR unido a un FPSO en un punto y anclado al lecho marino.....	67
.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura 11: Perfil de tensión del historial de tiempo para el estado inicial.....	69
Figura 12: Rango de tensión para cada ciclo de estrés en el año 0.....	70
Figura 13: Rango de tensión obtenido (Mpa).....	70
Figura 14: Todo compuesto FFRP - diámetro liso .....	77
Figura 15: Compuesto metálico híbrido FHRP - orificio irregular .	79
Figura 16: AUP ATAP FFRP.....	81
Figura 17: Plan de gestión de la integridad del elevador de producción RPSEA .....	83

Figura 18: Sección transversal del sistema de aislamiento térmico.	86
Figura 19: Acumulación esquemática de la junta de campo.	89
Figura 20: Prueba de adhesión realizada en los recubrimientos a 95 °C.	94
Figura 21: Apariencia típica de los especímenes de cizallamiento	95
Figura 22: Imágenes de las muestras de FBE durante 28 días a 75 °C.	96
Figura 23: Especímenes de FBE sometidos a la disolución catódica durante 28 días a 112 °C.	97
Figura 24: Muestras de FBE de temperatura estándar sometidas a disolución catódica durante 90 días a 75 °C.	98
Figura 25: Especímenes de FBE sometidos a la disolución catódica durante 90 días a 112°C°.	98
Figura 26: Geometría en tres dimensiones de saltador de tubería con forma M.	101
Figura 27: (a) Diagramas de contorno (b) Comparación de los resultados de la simulación.	102
Figura 28: Tratamiento en la pared cercana.	103
Figura 29: Vista frontal y transversal de la fracción de volumen de hidratos.	104
Figura 30: Estrés desarrollado en un saltador: (a) vista frontal y (b) vista lateral con 14% de fracción volumétrica de hidratos.	107
Figura 31: Estrés desarrollado en levantador con 37.8% de fracción volumétrica de hidratos.	108
Figura 32: Máxima formación de equivalente-estrés con cambio de fracción de volumen de hidratos.	108
Figura 33: Saltador sin deformaciones.	109
Figura 34: Saltador con deformaciones.	109
Figura 35: Deformación total con incremento de la fracción volumétrica de hidratos.	110
Figura 36: Efecto de la velocidad y la fracción de volumen de hidratos en la deformación.	111

Figura 37: Efecto de los materiales de construcción en la  
deformación.....113

## LISTA DE TABLAS

	<i><b>Pág.</b></i>
Tabla 1: Velocidades típicas del flujo.....	31
Tabla 2: Tensiones permisibles de la tubería .....	48
Tabla 3: Propiedades del material de un levantador.....	105

## ANEXOS

	<i><b>Pág.</b></i>
Anexo1: Caida De Presión.....	133
Anexo 2: Npsh Aplicación De Bomba .....	134
Anexo 3: Cabeza De Aceleración .....	135
Anexo 4: Espesor De La Pared .....	136
Anexo 5: Secciones De Un Dbd .....	140
Anexo 6: Selección Del Sistema.....	141
Anexo 7: Analisis Estabilidad Hidrodinamica .....	142
Anexo 8: Datos Ambientales.....	143
Anexo 9: Base De Calificación.....	143
Anexo 10: Programa De Calificación .....	149
Anexo 11: Relsultados Prueba Dureza .....	149
Anexo 12: Propiedades Poliuretano .....	150
Anexo 13: Propiedades Epoxi.....	151
Anexo 14: Propiedades Polipropileno .....	152
Anexo 15: Especimenez De Cizallamiento .....	152
Anexo 16: Pruebas Calificación Para El Curado.....	153
Anexo 17: Prueba Hot Water Soaking .....	154
Anexo 18: Prueba De Disolución Catodica .....	155
Anexo 19: Evolucion Polimeros .....	156
Anexo 20: Parametros De Modelos Y Condiciones .....	156
Anexo 21: Analisis Numérico .....	157
Anexo 22: Interfase E Interfaz .....	158
Anexo 23: Composiciones Químicas Grados De Resistencia ...	160
Anexo 24: Composiciones Metal .....	161
Anexo 25: Composiciones Químicas Para Combustibles .....	162
Anexo 26: Proceso De Calificación De La Tecnología .....	162

Anexo 27: Hoja De Ruta Para La Cualificación De Fhrp Y Fhrp	163
Anexo 28: Ejemplo De Clasificación De Los Riesgos De Los Mecanismos De Fallo Y Plan De Acción.....	163
Anexo 29: Ejemplo De Plan De Pruebas De Cualificación A Escala Real.....	164
Anexo 30: Factores Típicos De Sobrecarga .....	164
Anexo 31: Longitud Equivalente De Las Válvulas Y Accesorios De Apertura Al 100% En Pies .....	165
Anexo 32: Tabla De Factores De Fricción (Diagrama De Moody Modificado) .....	166
Anexo 33: Presiones De Trabajo Máximas Permitidas - Tubería De Plataforma Astma106, Grado B, Tubería Sin Costura (Valores De Tensión De Ansi B31.3 - 1980) .....	167
Anexo 34: Metodología De Probabilidad.....	169

## LISTA ECUACIONES

	<b>Pág.</b>
<u>(1) Calculo de velocidad</u> .....	33
<u>(2) Densidad de la mezcla</u> .....	34
<u>(3) Superficie transversal</u> .....	35
<u>(4) Caída de presión</u> .....	35
<u>(4a) Caída de presión</u> .....	36
<u>(5) Líquido total</u> .....	36
<u>(6) Análisis de tensión</u> .....	37
<u>(7) ANSI B31</u> .....	38
<u>(8) Modo de falla</u> .....	42
<u>(9) Determinación de flexión</u> .....	42
<u>(10) Criterios de estabilidad</u> .....	46
<u>(11) Reacción de hierro</u> .....	114
<u>(12) Reacción de hierro</u> .....	114
<u>(12a) Reacción de hierro</u> .....	114
<u>(13) Proceso de corrosión</u> .....	118
<u>(14) Proceso de corrosión</u> .....	118
<u>(15) Proceso de corrosión</u> .....	118
<u>(16) Secuencia reacciones</u> .....	118
<u>(17) Secuencia reacciones</u> .....	118
<u>(18) Secuencia reacciones</u> .....	118

## RESUMEN

**TÍTULO:** PRESENTACIÓN DE RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍA EN PLATAFORMAS DE PRODUCCIÓN OFFSHORE SEGÚN NORMATIVA ACTUAL \*

**AUTORES:**

EDGAR HUMBERTO GUTIÉRREZ SANTOS \*\*

CARLOS ALBERTO JAIMES LÓPEZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** OFFSHORE, TUBERÍAS, REVESTIMIENTO, BATIMETRÍA.

**DESCRIPCIÓN:**

A través de los años, el constante aumento en la demanda de hidrocarburos nos hace replantear cada día, si contamos con los lineamientos necesarios, como un óptimo diseño de tuberías que nos permita llegar a aguas ultra profundas bajo condiciones extremas de presión y temperatura. Siendo el sistema de tuberías el principal vínculo entre el subsuelo y la superficie, se espera que esté cumpla con cada una de las necesidades que se presentan a nivel industrial para de esta forma seguir ampliando el desarrollo y estudio de plataformas offshore.

El principal objetivo de este documento es capacitar al lector, sobre las diferentes premisas al momento de seleccionar un diseño de tuberías como lo son; Diámetro de tubería, plan de diseño, estabilidad del oleoducto, protección contra la corrosión, entre otros. Son características que nos hacen preguntarnos ¿Qué impacto tiene el diseño de tuberías en la cadena de producción? En este contexto el impacto que genera un buen diseño de tuberías será la optimización de recursos ambientales.

Para darle veracidad a la respuesta nos hemos basado en una serie de pruebas de campo como lo son las pruebas: batimétricas, modelos hidrodinámicos, análisis de tensión, etc., a raíz de los resultados obtenidos se hará una revisión de los requerimientos técnicos para este tipo de actividades, de esta forma se disminuirá el riesgo y la incertidumbre presentes en la operación.

Se recomienda previo a desarrollar cualquier proyecto, realizar la mayor recolección de datos históricos sobre la zona de interés, pruebas de campo, seguridad ambiental, entre otros. Que permita al equipo de trabajo tener la seguridad sobre la toma de decisiones y viabilidad de este.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad Físicoquímica. Escuela Ingeniería de petróleos. Director Germán González. Codirector Natalia Prieto.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRESENTATION OF RECOMMENDATIONS FOR THE DESIGN AND INSTALLATION OF PIPING SYSTEMS ON OFFSHORE PRODUCTION PLATFORMS IN ACCORDANCE WITH CURRENT REGULATIONS \*

**AUTHORS:**

EDGAR HUMBERTO GUTIÉRREZ SANTOS \*\*

CARLOS ALBERTO JAIMES LÓPEZ \*\*

**KEY WORDS:** OFFSHORE, PIPELINES, COATING, BARIMETRY.

**DESCRIPTION:**

Over the years, the constant increase in the demand for hydrocarbons makes us rethink every day, if we have the necessary guidelines, such as an optimal pipeline design that allows us to reach ultra-deep waters under extreme conditions of pressure and temperature. Being the piping system the main link between the subsoil and the surface, it is expected to meet each of the needs that arise at the industrial level in order to continue expanding the development and study of offshore platforms.

The main objective of this document is to train the reader on the different premises when selecting a pipeline design such as pipe diameter, design plan, pipeline stability, corrosion protection, among others. These are characteristics that make us wonder what impact does the pipeline design have on the production chain? In this context, the impact generated by a good pipeline design will be the optimization of environmental resources.

To give veracity to the answer we have based on a series of field tests such as bathymetric tests, hydrodynamic models, stress analysis, etc., following the results obtained will be a review of the technical requirements for this type of activities, thus reducing the risk and uncertainty present in the operation.

Before developing any project, it is recommended to collect as much historical data as possible about the area of interest, field tests, environmental safety, among others. This will allow the work team to be sure about the decision making and feasibility of the project.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad Físicoquímica. Escuela Ingeniería de petróleo. Director Germán González. Codirector Natalia Prieto

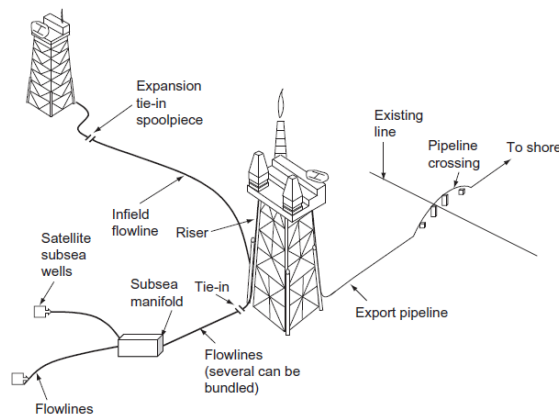
## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el petróleo juega un papel vital como parte de los recursos más importantes de la industria económica, y es por esto que su explotación debe realizarse de forma moderada con técnicas que garanticen su completo aprovechamiento.

La realización de esta investigación nace a partir de la necesidad de generar un análisis documental como ingenieros de pregrado, para adaptarse a los distintos criterios, términos, normas y herramientas analíticas que existen en la actualidad, dándole una vista a nivel general, pero concreta, al manejo e instalación de líneas de flujo en las facilidades de superficie de estructuras marinas.

A continuación, se presentará una serie de análisis y revisiones para el diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de producción offshore según la normativa actual.

**Figura 1:** Usos de los oleoductos en alta mar.



**Fuente:** Offshore Pipeline Design, Installation, and Maintenance. Second Edition 2014

## **1. OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Presentar recomendaciones para el diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de producción offshore, según la normativa actual.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar la viabilidad técnica de la instalación de tuberías en plataformas offshore.
- Seleccionar los sistemas de tuberías que se llevarán a cabo en la operación multifásica, se rigen bajo el marco técnico legal y operativo, reglamentado por las normas API y ASME.
- Prever los riesgos operacionales y ambientales mediante una serie de procesos y/o herramientas de análisis presentes en la operación multifásica, como lo son: Evitar la formación de hidratos y prueba hidrostática en tuberías de aguas profundas.

## **2. REVISIÓN TÉCNICA PARA LA INSTALACIÓN DE TUBERÍAS EN ALTAMAR**

La instalación de tuberías en el lecho marino está sujeta a efectos ambientales críticos, además de enfrentar a agentes externos e internos que afectan directamente las líneas de flujo, debido a esto las actividades a realizar se diseñan y regulan de acuerdo con las normativas actuales vigentes, donde se ven reflejadas estas características. Como resultado de extensivos estudios sobre el peligro operacional y ambiental, de las tuberías marinas, se establecen normas, códigos y recomendaciones para el diseño, instalación, inspección, mantenimiento y evaluación de estas.

En esta investigación se presenta una serie de requerimientos técnicos que se deben tener en cuenta para todo tipo de actividades en plataformas offshore. Para llevar a cabo la instalación de líneas de flujo se requiere el uso de las normas ASTM, DNV, NACE entre otras. Para este caso en particular se utilizó la practica API RP 14E como punto de partida para abordar problemas de carácter general, sin pretender de ninguna manera, inhibir al lector de utilizar otras normativas.

Se establecen los requerimientos técnicos que se deben tener en cuenta para realizar una instalación adecuada y eficiente para el desarrollo de actividades costa afuera, entre los parámetros que se describen en esta sección, se encuentran las siguientes consideraciones aplicadas a elementos trasportadores de fluido:

- Pruebas de colapso.

- Tipo de instalación e interacción con lecho marino.
- Monitoreo por (ROV).
- Inundación de línea de flujo.
- Punto de aterrizaje.

## **2.1 RECOMENDACIONES PRÁCTICAS API RP 14E <sup>1</sup>**

Basados en la norma API RP 14E, se busca sugerir prácticas de carácter general que permitan dar soluciones a circunstancias particulares, teniendo como objetivo la disminución del riesgo y la incertidumbre presentes en proyectos de altamar.

### **2.1.1 Grados de tubería.**

**a. Servicio de Hidrocarburos No Corrosivos.** Los dos tipos de tubería más utilizados son ASTM A106, Grado B, y API 5L, Grado B. Generalmente se prefiere la tubería sin costura debido a su calidad consistente. La ASTM A106 se fabrica únicamente sin costura mientras que la API 5L está disponible sin costura, con soldadura de resistencia eléctrica (ERW) y soldadura de arco sumergido (SAW). Cuando el uso del Grado B requiere un grosor de pared excesivo, se puede recurrir a tuberías de mayor resistencia como las de API 5L, Grado X52; sin embargo, se necesitan procedimientos especiales de soldadura y una supervisión estrecha cuando se utiliza API 5L, Grado X46 o superior.

---

<sup>1</sup> Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E) FIFTH EDITION, OCTOBER 1, 1991

Muchos de los grados de tubería que figuran en el ANSI B31.3 son adecuados para el servicio de hidrocarburos no corrosivos. Los siguientes tipos o grados de tuberías están específicamente excluidos del servicio de hidrocarburos por el ANSI 531.3:

1. Todos los grados de ASTM A120.
2. Soldadura a tope y soldadura en horno.
3. Soldadura por fusión según ASTM A134 y A139.
4. Soldadura en espiral, excepto la soldadura en espiral API 5L.

**b. Servicio de Hidrocarburos Corrosivos.** El diseño para el servicio de hidrocarburos corrosivos debe prever una o más de las siguientes prácticas de mitigación de la corrosión: (1) tratamiento químico; (2) aleaciones resistentes a la corrosión; (3) recubrimientos protectores (*ver párrafo 6.5.b*).<sup>1</sup> De éstas, el tratamiento químico del fluido en contacto con los aceros al carbono es, con mucho, la práctica más común y generalmente recomendada. Pueden utilizarse aleaciones resistentes a la corrosión que han demostrado su eficacia en aplicaciones similares (o mediante pruebas de laboratorio adecuadas). Si se utilizan tales aleaciones, se deben considerar cuidadosamente los procedimientos de soldadura. También debería considerarse la posibilidad de que se produzcan agrietamientos por tensión de sulfuros y cloruros. Deberían tomarse las disposiciones adecuadas para la vigilancia de la corrosión (cupones, sondas, carretes, etc.) y el tratamiento químico.

**c. Servicio de Descomposición del Estrés del Sulfuro.** Las siguientes pautas deben utilizarse al seleccionar la tubería si se prevé un agrietamiento por tensión de corrosión de sulfuro:

1. Sólo deben utilizarse tuberías sin costura, a menos que se haya ejercido el control de calidad aplicable a este servicio en la fabricación de tuberías de ERW o SAW.

2. La tubería expandida en frío no debe utilizarse a menos que vaya seguida de una normalización, temple y revenido, templado o tratamiento térmico como se describe en 1.1.c(4).

3. Los aceros al carbono y de aleación y otros materiales que cumplen con la propiedad, dureza, tratamiento térmico y otros requisitos de la NACE MR-01-76 son aceptables para su uso en el servicio de agrietamiento por tensión de sulfuros.

4. Pueden utilizarse materiales que no cumplan los requisitos metalúrgicos de la NACE MR-01-75; sin embargo, el uso debe limitarse a aplicaciones o sistemas en los que el entorno externo y la corriente del proceso puedan mantenerse continuamente para asegurar la ausencia de agrietamiento por tensión de sulfuro, o limitarse a aquellos materiales para los que existan datos adecuados para demostrar la resistencia al agrietamiento por tensión de sulfuro o de cloruro en los entornos de la aplicación o del sistema a los que están expuestos los materiales, (Ver norma MR-01-75).

Los grados de tubería más utilizados que cumplirán con las directrices anteriores son: ASTM A106, Grado B; ASTM A333,

Grado 1; y API 5L. Grado B, sin costura. Los grados X de API 5L también son aceptables: sin embargo, la soldadura presenta problemas especiales. Para mejorar la resistencia y reducir las tendencias a la fractura frágil, la tubería API 5L debe normalizarse para temperaturas de servicio inferiores a 30 °F. ASTM A333. El grado 1. es un material para tuberías de servicio en frío y debe tener una resistencia adecuada al nivel en el rango de temperaturas cubierto por RP (-20" a 650°F).

**d. Servicio de utilidades.** Los materiales que no son de acero al carbono se utilizan comúnmente en los servicios públicos. Sin embargo, si se utiliza una tubería de acero de un tipo o grado no aceptable para el servicio de hidrocarburos de acuerdo con el Párrafo 1.1.a., se debe establecer algún sistema de marcado definitivo para evitar que dicha tubería se utilice accidentalmente en el servicio de hidrocarburos. Una forma de lograrlo sería hacer que todas esas tuberías se galvanizaran.

**e. Tubos.** Se prefieren los tubos soldados de acero inoxidable AISI 316 o AISI 316L, sin costura o con resistencia eléctrica para todo servicio de hidrocarburos, y para el servicio aéreo expuesto a la luz solar. Los tubos utilizados para el servicio de aire no expuesto a la luz solar, o los tubos de instrumentos utilizados para el servicio de gas contenidos en un recinto, pueden estar hechos de otros materiales. Si se utiliza, la tubería sintética debe seleccionarse para que resista la degradación causada por los fluidos contenidos y la temperatura a la que puede estar sometida.

**2.1.2 Criterios de tamaño - general.** Para determinar el diámetro de la tubería que se utilizará en los sistemas de tuberías de las plataformas, se deben considerar tanto la velocidad del flujo como la caída de presión. En las secciones 1.3, 1.4 y 1.5 se presentan ecuaciones para calcular los diámetros de las tuberías (y gráficos para la aproximación rápida de los diámetros de las tuberías) para las líneas de líquido, las líneas de gas monofásicas y las líneas de gas/líquido bifásicas, respectivamente. Muchas empresas también utilizan programas informáticos para facilitar el diseño de las tuberías.

a. Al determinar los tamaños de las líneas, se debe considerar la máxima tasa de flujo esperada durante la vida de la instalación en lugar de la tasa de flujo inicial. También suele ser aconsejable añadir un factor de sobrecarga del 20 al 50% al caudal normal previsto, a menos que las expectativas de sobrecarga se hayan determinado con mayor precisión mediante mediciones de la presión de los impulsos en sistemas similares o mediante un cálculo específico del martillo de fluido. En el ANEXO 30 se presentan algunos factores de sobrecarga típicos que pueden utilizarse si no se dispone de información más definitiva.

En las líneas de flujo de gran diámetro que producen fluidos en fase líquido-vapor entre las plataformas a través de sistemas elevadores, se sabe que los factores de oleaje superan el 200% debido al flujo de lodo. Consulte los programas de flujo de lodo de vapor líquido generalmente disponibles para la industria en la evaluación del flujo de lodo.

**b.** La determinación de la caída de presión en una línea debe incluir el efecto de las válvulas y accesorios. Se pueden utilizar los datos del fabricante o una longitud equivalente que figura en la ANEXO 31

**c.** Los tamaños de línea calculados pueden necesitar ser ajustados de acuerdo con el buen juicio de los ingenieros.

### **2.1.3 Criterios de tamaño para las líneas de líquido.**

**a. General.** Las líneas de líquido monofásicas deben dimensionarse principalmente en función de la velocidad del flujo. En el caso de las líneas que transportan líquidos monofásicos de un recipiente de presión a otro por el diferencial de presión, la velocidad del flujo no debe exceder los 15 (pies/segundo) a velocidades de flujo máximas, para minimizar el parpadeo por delante de la válvula de control. Si es práctico, la velocidad del flujo no debería ser inferior a 3 (pies/segundo) para minimizar la deposición de arena y otros sólidos. A estas velocidades de flujo, la caída de presión total en la tubería será generalmente pequeña. La mayor parte de la caída de presión en las líneas de líquido entre dos recipientes de presión se producirá en la válvula de descarga de líquido y/o en el estrangulador. (ANEXO 1)

**b. Tubería de la bomba.** Los sistemas de tuberías de succión de bombas recíprocas, rotatorias y centrífugas deben diseñarse de manera que la cabeza de succión positiva neta (NPSH) disponible en la brida de entrada de la bomba exceda la NPSH requerida para la bomba. Además, deben tomarse medidas en las tuberías de succión de la bomba recíprocante para reducir al mínimo las

pulsaciones. La operación satisfactoria de la bomba requiere que esencialmente ningún vapor sea destellado del líquido cuando entra en la carcasa o el cilindro de la bomba.

1. En una bomba centrífuga o rotativa, la presión del líquido en la brida de succión debe ser suficientemente alta para superar la caída de presión entre la brida y la entrada de la paleta del impulsor (o rotor) y mantener la presión en el líquido por encima de su presión de vapor. De lo contrario, se producirá cavitación. En una unidad recíproca, la presión en la succión de la brida debe cumplir el mismo requisito; pero la bomba que requiere NPSH es típicamente más alto que para una centrífuga debido a la caída de la presión a través de ella y la caída de presión causada por la pulsación en el flujo. Del mismo modo, el NPSH disponible suministrado a la bomba de succión debe tener en cuenta la aceleración en la tubería de succión causada por el flujo pulsante, así como la fricción, la velocidad y la altura estática.

2. El diferencial de presión disponible necesario sobre la presión de vapor del fluido bombeado puede definirse como la cabeza de succión positiva neta disponible (NPSH). Es la cabeza total en pies absolutos determinada en la boquilla de succión, menos la presión de vapor del líquido en pies absolutos. El NPSH disponible siempre debe igualar o exceder el NPSH requerido de la bomba. El NPSH disponible para la mayoría de las aplicaciones de la bomba puede ser calculado usando la ecuación 4. (ANEXO 2)

3. Para una bomba centrífuga o rotativa, la cabeza de aceleración  $h_a$ , es cero. Para las bombas de pistón, la cabeza de aceleración

es crítica y puede ser determinada por la siguiente ecuación del Instituto de Hidráulica. (ANEXO 3)

Cabe señalar que no existe una aceptación universal de la ecuación 2.5 ni del efecto de la cabeza de aceleración (véanse las referencias b, c y d, sección 2.10). Sin embargo, se cree que la ecuación 5 es una base conservadora que asegurará una provisión adecuada de la cabeza de aceleración.

4. Cuando más de una bomba de pistón funciona simultáneamente en una línea de alimentación común, a veces todos los cigüeñales están en fase y, para el sistema de alimentación, las bombas múltiples actúan como una sola bomba de ese tipo con una capacidad igual a la de todas las bombas combinadas. En este caso, la máxima velocidad instantánea en la línea de alimentación sería igual a la creada por una bomba con una capacidad igual a la de todas las bombas combinadas.

5. Si se determina que la cabeza de aceleración es excesiva, se debe evaluar lo siguiente:

a) Acortar la línea de succión. La cabeza de aceleración es directamente proporcional a la longitud de la línea,  $L$ .

b) Utilice un tubo de succión más grande para reducir la velocidad. Esto es muy útil ya que la velocidad varía inversamente con el cuadrado del diámetro interior del tubo. La cabeza de aceleración es directamente proporcional a la velocidad del fluido,  $V_l$ .

c) Reducir la velocidad requerida de la bomba utilizando un pistón o émbolo de mayor tamaño, si lo permite la capacidad de la bomba.

La velocidad requerida es inversamente proporcional al cuadrado del diámetro del pistón. La altura de aceleración es directamente proporcional a la velocidad de la bomba,  $R_p$ .

d) Considerar una bomba con un mayor número de émbolos. Por ejemplo:  $C = 0.040$  para una bomba quintuplex. Esto es aproximadamente un 40% menos que  $C = 0.066$  para una bomba triplex. La altura de aceleración es directamente proporcional a  $C$ .

e) Considere la posibilidad de utilizar un amortiguador de pulsaciones si los remedios anteriores son inaceptables. Los resultados que se pueden obtener utilizando un amortiguador en el sistema de succión dependen del tamaño, el tipo, la ubicación y la presión de carga utilizada. Un buen amortiguador, adecuadamente ubicado, si se mantiene correctamente cargado, puede reducir  $L$ , la longitud de la tubería utilizada en la ecuación de la cabeza de aceleración, a un de 6 a 16 diámetros nominales de tubería. Los amortiguadores deben estar situados lo más cerca posible a la bomba de succión como sea posible.

f) Usar una bomba centrífuga de refuerzo para cargar la succión de la bomba reciprocante

6. Las siguientes directrices pueden ser útiles para diseñar las tuberías de succión:

a) La tubería de succión debe ser de uno o dos tamaños mayores que la conexión de entrada de la bomba.

b) Los conductos de succión deben ser cortos con un número mínimo de codos y accesorios.

e) Los reductores excéntricos deben utilizarse cerca de la bomba, con el lado plano hacia arriba para mantener la parte superior de la línea nivelada. Esto elimina la posibilidad de que se formen bolsas de gas en la tubería de succión. Si la posibilidad de que se acumulen desechos es motivo de preocupación, se recomienda utilizar medios para su eliminación.

d) En el caso de las bombas de pistón, proporcionar un amortiguador de pulsaciones adecuado (o tomar disposiciones para añadir un amortiguador más adelante) lo más cerca posible del cilindro de la bomba.

e) En las instalaciones de bombas múltiples, dimensionar la línea de alimentación común para que la velocidad este tan cerca como sea posible de la velocidad en los laterales que van a cada bomba. Esto evitará los cambios de velocidad y así minimizar los efectos de cabeza de aceleración.

7. Las tuberías de descarga de las bombas reciprocantes, centrífugas y rotatorias deben dimensionarse de manera económica. Además, la tubería de descarga de la bomba reciprocante debe ser de un tamaño que minimice las pulsaciones. Las pulsaciones en la tubería de descarga de la bomba reciprocante también están relacionadas con la cabeza de aceleración, pero son más complejas que las pulsaciones de la tubería de succión. Las siguientes pautas pueden ser útiles para diseñar la tubería de descarga:

a) Las tuberías de descarga deben ser lo más cortas y directas posibles.

b) Las tuberías de descarga deben ser de uno o dos tamaños mayores que la conexión de descarga de la bomba.

e) La velocidad en la tubería de descarga no debe ser superior al triple de la velocidad en la tubería de succión. Esta velocidad resultará normalmente en un tamaño de línea económico para todas las bombas, y minimizará las pulsaciones en las bombas de pistón.

d) En el caso de las bombas de pistón, incluir un amortiguador de pulsaciones adecuado (o tomar disposiciones para añadir un amortiguador en una fecha posterior) lo más cerca posible del cilindro de la bomba.

8. La tabla 1 puede utilizarse para determinar los tamaños preliminares de las líneas de succión y descarga.

**Tabla 1:** Velocidades típicas del flujo

	<b>Velocidad de Succión (Pies por segundo)</b>	<b>Velocidad de Descarga (Pies por segundo)</b>
<b>Bombas de Pistón</b>		
Velocidades de hasta 250 RPM	2	6
Velocidades 251 – 330 RPM	1½	4½
Velocidades superiores a 330 RPM	1	3
<b>Bombas Centrífugas</b>		
	2-3	6-9

**Fuente:** *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems*

#### **2.1.4 Criterios de tamaño para las líneas de gas monofásicas.**

Las líneas de gas monofásicas deben dimensionarse de manera que la presión final resultante sea lo suficientemente alta como para satisfacer los requisitos del siguiente equipo. También la velocidad puede ser un problema de ruido si supera los 60 pies/segundo; sin embargo, la velocidad de 60 pies/segundo no debe interpretarse como un criterio absoluto. Las velocidades más altas son aceptables cuando el trazado de la tubería, la elección de la válvula y la colocación se hacen para minimizar o aislar el ruido. El diseño de cualquier sistema de tuberías en el que se espere utilizar la inhibición de la corrosión debería considerar la instalación de un grosor de laminado adicional en el diseño de las tuberías y/o la reducción de la velocidad para reducir el efecto de la eliminación de la película inhibidora de la pared de la tubería. En tales sistemas se sugiere que se instituya un método de supervisión del espesor de la pared. (ANEXO 4)

#### **2.1.5 Criterios de tamaño para el gas/líquido bifásico.**

**a. Velocidad de erosión.** Las líneas de flujo, los colectores de producción, los cabezales de proceso y otros entes que transportan gas y líquido en flujo bifásico deben dimensionarse principalmente en función de la velocidad del flujo. La experiencia ha demostrado que la pérdida de espesor de las paredes se produce por un proceso de erosión/corrosión. Este proceso se acelera por las altas velocidades del fluido, la presencia de arena, los contaminantes corrosivos como el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S, y accesorios que perturban el camino del flujo como los codos. El siguiente procedimiento para establecer una "velocidad de erosión" puede utilizarse cuando no

hay información sobre las propiedades erosivas/corrosivas del fluido.

1. La velocidad a partir de la cual puede producirse la erosión puede determinarse mediante el siguiente análisis empírico:

$$V_e = \frac{c}{\sqrt{pm}} \quad (1)$$

Donde:

$V_e$  = Velocidad de erosión del fluido, [pies/segundos]

$c$  = Constante empírica

$pm$  = la densidad de la mezcla de gas/líquido a la presión y temperatura del flujo [lbs/pies<sup>3</sup>]

La experiencia de la industria hasta la fecha indica que para los fluidos sin sólidos los valores de  $c = 100$  para el servicio continuo y  $c = 125$  para el servicio intermitente son conservadores. Para los fluidos sin sólidos en los que no se prevé la corrosión o en los que la corrosión se controla mediante la inhibición o el empleo de aleaciones resistentes a la corrosión, pueden utilizarse valores de  $c = 150$  a  $200$  para el servicio continuo; se han utilizado con éxito valores de hasta  $250$  para el servicio intermitente. Si se prevé la producción de sólidos, las velocidades de los fluidos deben reducirse significativamente, pueden utilizarse diferentes valores de "c" cuando los estudios de aplicaciones específicas hayan demostrado que son apropiados.

En los casos en que haya sólidos y/o contaminantes corrosivos o cuando se utilicen valores "c" superiores a  $100$  para el servicio

continuo, deberán considerarse estudios periódicos para evaluar el grosor de la pared de la tubería. El diseño de cualquier sistema de tuberías en el que se prevean sólidos debería considerar la instalación de sondas de arena, tes de flujo amortiguado y un mínimo de tres pies de tuberías rectas aguas abajo de las salidas de estrangulamiento.

2. La densidad de la mezcla de gas y líquido puede calcularse mediante la siguiente ecuación derivada:

$$\rho_m = \frac{12409S_lP+2.7RS_gP}{198.7P+RTZ} \quad (2)$$

Donde:

$P$  = Presión de operación, [psia]

$S_l$  = Gravedad específica del líquido (agua = 1; usar gravedad promedio para mezcla de hidrocarburos-agua) a condiciones estándar

$R$  = Tasa de gas/líquido, [pies<sup>3</sup>/barriles] a condiciones estándar

$T$  = Temperatura de operación, °R

$S_g$  = Gravedad específica del gas (aire = 1) a condiciones estándar

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas, adimensional

3. Una vez que se conoce la  $V_e$ , la superficie transversal mínima necesaria para evitar la erosión de los fluidos puede determinarse a partir de la siguiente ecuación derivada:

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT}{21.25P}}{V_e} \quad (3)$$

Donde:

A = área mínima de flujo transversal de la tubería requerida, [pulgadas<sup>2</sup>/1000] barriles de líquido por día.

4. Para las condiciones medias de la Costa del Golfo, T = 535 °R, SI = 0,85 (35° API) y Sg = 0.65. Para estas condiciones, la Figura 2.5 puede utilizarse para determinar los valores de A para la producción esencialmente libre de arena. El área mínima de sección transversal requerida para las tuberías de dos fases puede determinarse multiplicando A por el caudal de líquido expresado en miles de barriles por día.

**b. Velocidad mínima.** De ser posible, la velocidad mínima en las líneas bifásicas debería ser de unos 10 pies por segundo para reducir al mínimo el golpeteo del equipo de separación. Esto es particularmente importante en líneas largas con cambios de elevación.

**c. Caída de presión.** La caída de presión en un sistema de tuberías de acero de dos fases puede ser estimada usando una ecuación Darcy simplificada del Libro de Datos de Ingeniería de la GPSA (Revisión de 1981).

$$\Delta P = \frac{0.000336fW^2}{d_i^5 \rho_m} \quad (4)$$

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión, [psi/100 pies]

$d_i$  = Diámetro interno de la tubería, [pulgadas]

$f$  = Factor de fricción de Moody, [adimensional]

$\rho_m$  = Densidad del gas/liquido a temperatura y presión de flujo, [libras/pies<sup>3</sup>] (calcular como se muestra en la ecuación 2.15)

$W$  = total del líquido más la tasa de vapor, [libras/hora]

El uso de esta ecuación debe limitarse a una caída de presión del 10% debido a las inexactitudes asociadas a los cambios de densidad.

Si se supone que el factor de fricción de *Moody* es un promedio de 0,015 esta ecuación se convierte:

$$\Delta P = \frac{5 \times 10^{-6} W^2}{d_i^5 \rho_m} \quad (4a)$$

$W$  puede ser calculada usando la siguiente ecuación derivada:

$$W = 3180 Q_g S_g + 14.6 Q_l S_l \quad (5)$$

Donde:

$Q_g$  = Tasa de flujo de gas, [millones de pies cúbicos/día] (14.7 psia y 60°F)

$S_g$  = Gravedad específica del gas (aire=1)

$Q_l$  = Tasa de flujo de líquido, [barriles/día]

$S_l$  = Gravedad específica del líquido (agua=1)

*“Cabe señalar que este cálculo de la caída de presión es sólo una estimación.”*

**2.1.6 Expansión y flexibilidad.** Los sistemas de tuberías pueden estar sujetos a muchas cargas diversificadas. Generalmente, sólo los esfuerzos causados por:

1. La presión
2. El peso de la tubería, los accesorios y el fluido
3. Las cargas externas
4. La expansión térmica

Son significativos en el análisis de los esfuerzos de un sistema de tuberías. Normalmente, la mayoría de los movimientos de las tuberías se deben a la expansión térmica.

**a.** Se debe hacer un análisis de tensión para un sistema de dos anclas (puntos fijos) si no se satisface el siguiente criterio aproximado del ANSI B31.3-1980

$$\frac{D\Delta_1}{(L-U)^2} \leq 0.03 \quad (6)$$

Donde:

$D$  = Tamaño nominal de la tubería, [pulgadas]

$\Delta_1$  = expansión para ser absorbida por la tubería, [pulgadas]

$U$  = distancia del ancla, [pies] (distancia en línea recta entre anclas)

$L$  = la longitud real de la tubería, [pies]

$\Delta_1$  puede ser calculado por la siguiente ecuación de ANSI B31.3-1980

$$\Delta_1 = 12LB\Delta T \quad (7)$$

Donde:

$\Delta_1$  = expansión para ser absorbida por la tubería, [pulgadas]

$L$  = la longitud real de la tubería, los pies

$B$  = Coeficiente medio de expansión térmica a las temperaturas de operación normalmente encontradas (Aproximadamente  $7,0 \times 10^{-5}$  pulgadas/pulgadas/°F para la tubería de acero al carbono; para un número exacto ver ANSI B31.3).

$\Delta T$  = Cambio de temperatura, °F

**b.** Las siguientes directrices pueden ser de ayuda para la selección de tuberías o sistemas que generalmente no requieren un análisis de tensión:

1. Sistemas en los que el cambio de temperatura máximo no excederá los 50°F.
2. Tuberías donde el cambio de temperatura máximo no excederá los 75 °F, siempre que la distancia entre las vueltas en la tubería exceda los 12 diámetros nominales de la misma.

**c.** El ANSI B31.3-1980 no requiere un análisis formal de tensión en los sistemas que cumplen uno de los siguientes criterios:

1. Los sistemas son duplicados de instalaciones que funcionan satisfactoriamente o sustituciones de sistemas con un historial de servicio satisfactorio.

2. Los sistemas pueden ser juzgados adecuados por comparación con los sistemas previamente analizados.

**d.** El movimiento de la tubería puede ser manejado por la expansión curvas (incluyendo "saltos", "U", "L", y "2" de tuberías con forma), juntas giratorias o fuelles de expansión. Los codos de expansión son preferibles cuando son prácticos. Si los codos de expansión no son prácticos; se deben utilizar juntas giratorias. Las juntas giratorias pueden estar sujeto a fugas y debe estar apropiadamente mantenido. Los fuelles de expansión pueden estar sujetos a fallar si se instalan incorrectamente y deben ser evitada en las tuberías de presión. Fuelle de expansión se utilizan a menudo en los sistemas de escape de los motores y otros sistemas de baja presión.

## **2.2. PARÁMETROS PARA EL DISEÑO DE TUBERÍAS OFFSHORE**

**2.2.1 Base del diseño.** El primer paso en el diseño de oleoductos en alta mar es establecer un documento base de diseño conciso (DBD). Este debe ser usado como referencia por el equipo de diseño para los diferentes aspectos del diseño de la tubería offshore. El DBD proporciona información básica del proyecto también permite la coherencia y corrección de los cálculos, informes, especificaciones de licitación, documentos contractuales, procedimientos de instalación, etc.

Un DBD debe incluir las siguientes secciones. (ANEXO 5) <sup>2</sup>

**2.2.2 Selección de ruta y estudio marino.**<sup>2</sup> En la fase de alimentación de un proyecto, normalmente los datos de batimetría del fondo marino están disponibles a nivel del llamado "estudio regional". Esto significa que se dispone de datos de batimetría de remolque de superficie gruesa y de franjas para la selección preliminar de la ruta. Si existe una batimetría difícil, también deberían definirse rutas alternativas; deberían evitarse las zonas de sensibilidad ambiental, así como las zonas de amplitud excesiva. Durante el estudio marino detallado, un ingeniero del oleoducto debería estar a bordo para realizar un análisis de la rugosidad del fondo en tiempo real.

**2.2.3 Selección del diámetro.**<sup>2</sup> La selección del diámetro es un proceso en el que se evalúan los gastos de capital iniciales (CAPEX) y los gastos operativos (OPEX), lo que conduce a un diseño optimizado al minimizar el coste total durante la vida del proyecto. El principal criterio para la selección del diámetro de la tubería es la capacidad de transportar fluidos a los caudales de diseño, dentro de la presión permitida. En la figura 2 (ANEXO 6) se describen los procesos y la lógica que intervienen en la selección de un diámetro inicial, y el trabajo de aseguramiento del flujo necesario para garantizar la operatividad del sistema.

Para proporcionar un punto de referencia con respecto al diámetro, caudal y presiones de operación. La tabla 2 (ANEXO 6) resume los

---

<sup>2</sup> Design and Construction of Stabilization and Protection of Subsea Pipelines and Cables Up To 1,000-M Water Depths

diámetros de tuberías utilizados en desarrollos marinos seleccionados.

**2.2.4 Espesor y grado de la pared.** El grado API 5L X-65 se ha convertido en el grado de acero elegido para las tuberías de aguas profundas en alta mar. Las principales razones de esta elección son la rentabilidad y la adecuada tecnología de soldadura. Un grado inferior, X-60, se utiliza típicamente para los SCR, para asegurar una mayor facilidad en la soldadura de estas estructuras, y una mejor vida de fatiga. Para las tuberías enterradas en el ártico, un grado X-52, más dúctil, ha demostrado ser la mejor opción para el diseño de estados límite y la necesidad de un material de alta resistencia que pueda sostener el diseño de la base de alta tensión.<sup>3</sup>

Para calcular el espesor de pared necesario para un gasoducto en alta mar, deben evaluarse tres modos de fallo diferentes:

- Contención de la presión interna (ráfaga) durante la operación y la prueba hidrostática
- Colapso debido a la presión externa.
- Abolladura local debido a la flexión y a la presión externa.

**2.2.4.1 Colapso debido a la presión externa.** Durante la instalación, las tuberías en alta mar suelen estar sujetas a condiciones en las que la presión externa supera a la interna. (ANEXO 34) La presión diferencial que actúa en la pared de la

---

<sup>3</sup> Rational modeling of ultimate pipe strength under bending and external pressure, Nogueira, A. C. and Lanan, G. A. (2000).

tubería debido a la cabeza hidrostática puede causar el colapso de la tubería. Varios códigos de diseño presentan una formulación que abordan el modo de fallo. Entre estos códigos, los más destacados son API RP 1111 (1999) y DNV OS-F101 (2000).

**2.2.4.2 Buckling local debido a la flexión y a la presión externa.** Este modo de falla es típicamente más severo durante la instalación cuando la flexión y los efectos de la presión externa son críticos. Sin embargo, el *Buckling* local también se aplica a la tubería instalada, en caso de despresurización. API RP 1111 (1999) y DNV OS-F101 (2000) tienen formulaciones adecuadas que abordan este modo de fallo, que se basan exclusivamente en la adaptación de datos empíricos.

$$\frac{\varepsilon}{\varepsilon_b} + \frac{(P_0 - P_1)}{P_c} \leq g(\delta) \quad (8)$$

$\varepsilon$ : Tensión crítica

$\varepsilon_b$ : Tensión crítica bajo flexión

$g(\delta)$ : Factor de colapso reducido

$(\delta)$ :  $\frac{D_{max} - D_{min}}{D_{max} + D_{min}}$ : Ovalidad

$D_{max}$ : Diámetro máximo para cualquier sección dada

$D_{min}$ : Diámetro mínimo para cualquier sección dada

La ecuación 9 puede ser descrita de la siguiente forma

$$\varepsilon \leq \left[ g(\delta) - \frac{P_0 - P_i}{P_c} \right] \frac{1}{2D} \quad (9)$$

La deformación por flexión se limitará de la siguiente manera

$$F_1 \varepsilon_1 \leq \varepsilon$$

$$F_2 \varepsilon_2 \leq \varepsilon$$

Donde  $\varepsilon_1$  = deformación máxima por flexión en la instalación,  $\varepsilon_2$  = deformación máxima por flexión en el lugar,  $F_1$  = factor de seguridad para la flexión en la instalación + presión externa y  $F_2$  = factor de seguridad para la flexión en el lugar + presión externa.

API RP 1111 (1999) sugiere un valor de 2.0 para los factores de seguridad  $F_1$  y  $F_2$ . El factor de seguridad  $F_1$  puede ser mayor que 2.0 para los casos en que la deformación por flexión de la instalación podría aumentar significativamente debido a condiciones anormales, o menor que 2.0 para los casos en que las deformaciones por flexión están bien definidas (por ejemplo, devanado) (API RP 1111 (1999)).

**2.2.5 Estabilidad en el fondo.** En esta sección se aborda el análisis de la estabilidad de los oleoductos y gasoductos en el fondo del mar bajo cargas hidrodinámicas (olas y corrientes). La estabilidad en el fondo se comprueba para el caso de la instalación con la tubería vacía utilizando la condición de período de retorno de 1 año y para la vida útil utilizando la tormenta de 100 años. Además, se desea una gravedad específica mínima de la tubería de 1,20 durante la instalación.

El análisis de estabilidad hidrodinámica implica los siguientes pasos. (ANEXO 7)

La estabilidad hidrodinámica se determina utilizando la ecuación de *Morison*, que relaciona la elevación hidráulica, la resistencia, fuerzas de inercia con la velocidad y la aceleración de las partículas de agua locales. Para calcular la velocidad de las partículas de la onda, la teoría utilizada depende de la altura de la onda, fondo del agua y el período de onda. Para la mayoría de las situaciones, la teoría lineal es adecuada, ya que las velocidades y aceleraciones de fondo no varían significativamente entre las teorías. Sin embargo, a medida que aumenta la relación que se presenta entre la altura de la ola, profundidad del agua, la teoría de quinto orden de *Stoke* se vuelve adecuada.

Para aguas poco profundas o alturas de ola muy altas, debe usarse una teoría solitaria para predecir la velocidad de las partículas y aceleraciones *Sarpkaya e Isaacson, 1981* <sup>4</sup>. Para las olas rompientes, o de gran diámetro que pueden afectar al régimen de flujo, pueden ser apropiados otros métodos de análisis.

**2.2.5.1 Factor de fricción del suelo.** El factor de fricción se expresa como la relación entre la fuerza requerida para mover una sección de la tubería y la fuerza de contacto vertical aplicada por la tubería en el lecho marino. Este modelo simplificado (*Coulomb*) se utiliza para evaluar la estabilidad y requiere una estimación del factor de fricción. Estrictamente hablando, el factor de fricción depende del tipo de suelo, la rugosidad de la tubería, la pendiente

---

<sup>4</sup> *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*, Sarpkaya, T. and Isaacson, M. (1981).

del lecho marino y la profundidad del entierro. Los siguientes factores de fricción lateral *Lyons, 1973; Lambrakos, 1985*<sup>5</sup> se dan como guía para el análisis de estabilidad en ausencia de datos específicos del sitio:

- Arena suelta:  $\tan \phi$  (generalmente  $\phi = 30^\circ$ )
- Arena compacta:  $\tan \phi$  (generalmente  $\phi = 35^\circ$ )
- Arcilla blanda: 0.7
- Arcilla rígida: 0.4
- Roca y grava: 0,7

Estos coeficientes son adecuados para los tipos de suelo generalizados y no incluyen factores de seguridad. Pruebas a pequeña escala y pruebas en alta mar *Lambrakos, 1985*<sup>6</sup> han demostrado que el factor de fricción inicial en la arena es alrededor de un 30% menor que el valor máximo, lo cual ocurre después de que un desplazamiento muy pequeño de la tubería construye una cuña de suelo; pasado este punto, el factor de fricción se nivela. Los valores dados anteriormente tienen en cuenta la acumulación de esta cuña de suelo, que se ha demostrado que tiene lugar.

**2.2.5.2 Selección de coeficientes hidrodinámicos.** Los coeficientes hidrodinámicos han sido objeto de numerosas investigaciones teóricas y experimentales y suelen ser objeto de controversia. La selección de CD (coeficiente de arrastre), CL

---

<sup>5</sup> Soil resistance to lateral sliding of marine pipelines. Lyons, C. G. (1973)

(coeficiente de elevación) y  $C_I$  (coeficiente de inercia) depende de una de las siguientes situaciones:

- Sólo corriente constante
- Corriente y ondas constantes

**2.2.5.3 Cálculo de la fuerza hidrodinámica.** La fuerza de arrastre, inercia y de elevación están dadas por las ecuaciones de *Morrison*:

$$\text{Fuerza de arrastre: } F_D = \frac{1}{2} C_{DP} D U_m |U_m|$$

$$\text{Fuerza de elevación: } F_L = \frac{1}{2} C_{LP} D U_m^2$$

$$\text{Fuerza de inercia: } F_I = c_{IP} \left( \frac{\pi D^2}{4} \right) U_m$$

**2.2.5.4 Criterios de estabilidad.** El último paso del análisis simplificado de la estabilidad en el fondo consiste en evaluar la estabilidad utilizando una simple ecuación de equilibrio de fuerza lateral. En la siguiente ecuación los símbolos son los definidos en la sección 11.8 y  $W_s$  es el peso sumergido de la tubería:

$$\mu(W_s \cos\delta - F_L) \geq \xi(F_D + F_I + W_s \sin\delta) \quad (10)$$

Esta formulación asume un modelo de fricción de Coulomb. La fuerza de arrastre puede incluir los efectos del ángulo de ataque, en caso de que no se espere que la onda y la corriente de diseño sean perpendiculares a la alineación de la tubería. El factor de seguridad ( $x$ ) de la ecuación 25 está diseñado para tener en cuenta las incertidumbres en:

- Factor de fricción real del suelo
- Datos ambientales reales (onda, corriente)
- Velocidad y aceleración real de las partículas
- Coeficientes hidrodinámicos reales

Los factores de seguridad recomendados son:

- $\xi = 1:05$  para la instalación
- $\xi = 1:1$  para la operación

**2.2.6 Análisis de la rugosidad en fondo.** El objetivo del análisis de la rugosidad en fondo es identificar posibles tramos libres que excedan la longitud máxima permitida que se pudieron presentar durante la instalación de la tubería, la prueba hidrostática o incluso en la operación.

El análisis de la rugosidad en fondo puede realizarse utilizando programas informáticos como *OFFPIPE*, que es un instrumento reconocido por la industria que se utiliza para el análisis de los oleoductos y gasoductos en alta mar. El modelo *OFFPIPE*, asume una base elástica lineal debajo de la tubería con soportes a intervalos regulares. Debido a este intervalo de soporte regular, las longitudes reales del tramo pueden ser más cortas que las calculadas. Uno de los criterios para establecer el tramo máximo permitido es limitar las tensiones de la tubería en condiciones estáticas. Esto se hace limitando tanto el total de *Von-Mises* y la tensión longitudinal como se muestra en la tabla 2.

**Tabla 2:** Tensiones permisibles de la tubería

<b>Condición</b>	<b>Tensión longitudinal (% SMYS)</b>	<b>Tensión total de Von-Mises (% SMYS)</b>
<b>Prueba Hidráulica<sup>1</sup></b>	95	95
<b>Operación<sup>2</sup></b>	80	90
<b>Instalación<sup>3</sup></b>	80	90

<sup>1</sup>Basado en el límite de tensión del 30 CFR 250 durante la prueba hidráulica

<sup>2</sup>Requerimientos ASME B31.4 y ASME B31.8

<sup>3</sup>Se supone que son idénticos a los límites ASME para el caso de funcionamiento

**Fuente:** Andre´ C. Nogueira and David S. Mckeehan (2005)

**2.2.7 Protección contra la corrosión externa.** La corrosión externa de los oleoductos y gasoductos en alta mar suele controlarse mediante un recubrimiento de corrosión externa y un sistema de protección anódico-catódica de sacrificio. El revestimiento de corrosión de las tuberías en alta mar es normalmente un revestimiento de epoxi ligado por fusión (FBE) de unos 16 milímetros. Para diseñar el sistema de protección anódico-catódica de sacrificio se realiza típicamente utilizando las directrices de diseño dadas por *DNV RP B401 (1993)*.<sup>6</sup>

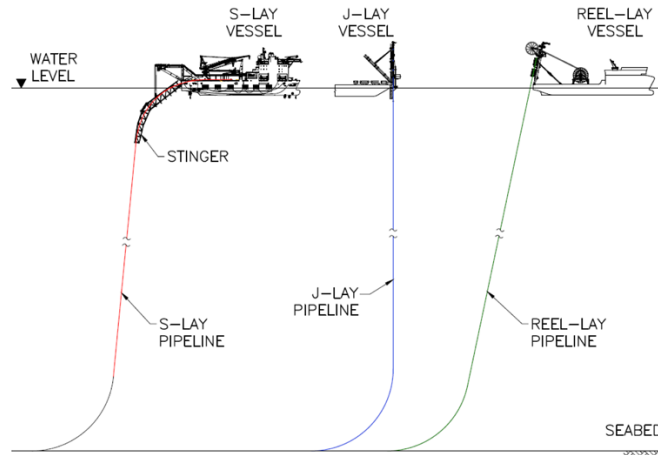
Las áreas de superficie a recibir protección catódica deben calcularse por separado para las áreas en las que las condiciones ambientales o la aplicación de los revestimientos impliquen requisitos de corriente diferentes. Todos los componentes que se

<sup>6</sup> DNV RP B401 1993 Cathodic Protection Design

conecten al sistema deberían incluirse en los cálculos de la superficie. Esto puede incluir varios tipos de accesorios o equipos que se instalarán a lo largo de la tubería.

**2.2.8 Viabilidad de la construcción.** Las tuberías se instalan en el lecho marino mediante uno de los cuatro métodos de instalación típicos: J-lay, S-lay, Reel-lay y Tow. El método J-lay y el S-lay se muestran esquemáticamente en la figura 2 (la forma que asume cada tubo justifica el nombre correspondiente). El método del reel-lay incluye uno o más carretes de tubería a bordo del buque, y la tubería es desenrollada a medida que se deposita en el fondo marino. Con la excepción del método de Tow todos los demás utilizan una barcaza autónoma para almacenar la tubería (con barcasas de suministro adicionales, según sea necesario). Algunas barcasas de tendido utilizan un sistema de amarre anclado para mantener la posición. El mantenimiento de la estación es muy importante durante el tendido de tuberías, ya que un movimiento inesperado que se aleje de la ruta de tendido prevista puede doblar gravemente la tubería.

**Figura 2:** Diferencias entre los métodos de instalación S-Lay, J-Lay and Reel-Lay.



**Fuente:** Ng, E.B. (2019) *Subsea Rigid Pipelines – Methods of Installation*. Singapore: Partridge).

## 2.3 RIESGOS Y DESAFÍOS EN LAS TUBERÍAS SUBMARINAS

**2.3.1 Diseño para instalar.** El principal factor para poder desarrollar tuberías de gran diámetro en aguas profundas es el diseño del espesor de la pared, en combinación con la capacidad de fabricación de las placas de acero y de las tuberías de línea según las especificaciones requeridas. Las tuberías de aguas profundas están sometidas por la tremenda presión externa que deben resistir a gran profundidad para poder operar con seguridad.

A fin de utilizar la mayor resistencia al colapso, un estudio realizado por DNVGL <sup>7</sup> puso de manifiesto que un calentamiento modesto en

<sup>7</sup> DNV Technical Report, *Collapse of thick-walled pipeline for ultra-deepwater pipeline*, Report no.2007-1867

el rango de 240°C - 260°C (en la superficie exterior de la tubería) durante 5 - 6 minutos puede producir una mejora significativa en la resistencia a la compresión de la tubería. Sin embargo, lo mismo se documentó durante la fabricación de las tuberías y la aplicación del revestimiento mediante la realización de pruebas de compresión y/o pruebas de colapso del anillo (o pruebas de colapso a escala real durante las pruebas de calificación del procedimiento de fabricación).

Esta limitación de la capacidad de momento de la tubería de paredes gruesas seleccionada se vuelve crítica en el tendido de la tubería de aguas ultraprofundas en la región de *Sagbend*, ya que está sujeta a un tremendo momento de flexión junto con una enorme presión externa.<sup>8</sup>

**Figura 3:** Muestras de anillos de colapso posteriores a la prueba.



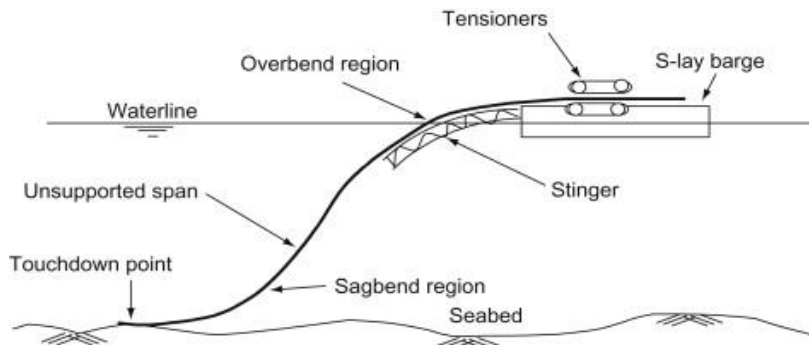
**Fuente:** *Deepwater pipeline installation Risks and Challenges* (N. Sinha, N. Kumar 2019)

---

<sup>8</sup> Sinha, Nitesh, and Nawin Kumar Singh. "Deepwater Pipelines Installation Risks and Challenges."

Sin embargo, el componente horizontal de la tensión de tendido está de nuevo limitado por la capacidad de propulsión del buque de instalación DP.

**Figura 4:** Ilustración S-lay.



**Fuente:** Dr Boyun Guo. (2005) – *Offshore pipeline*

Además, es importante comprender cómo debe considerarse la tensión de flecha en los cálculos de la condición de carga controlada (LCC) y la condición de desplazamiento controlada (DCC), ya que tiene un efecto directo en el espesor de la pared, ya que los casos de LCC y DCC controlan los espesores de las paredes en aguas profundas. La deformación axial, en general, se calcula como una relación de la tensión longitudinal ( $\sigma_L$ ) y el módulo elástico del acero ( $E$ ). Sin embargo, parece ser demasiado conservador para la tubería de aguas ultraprofundas, donde la tensión en la región *sagbend* dicta la tensión máxima. El efecto de *Poisson* de la presión externa es un factor importante en la tubería de aguas profundas en profundidades superiores a 2.000 m. <sup>9</sup>

<sup>9</sup> Bai, Y. and Bai, Q. eds., 2005. *Subsea pipelines and risers*. Elsevier.

La fuerza axial, el momento de flexión y la tensión por carga para cada combinación de pandeo local se calculan en base a la teoría de la viga elástica lineal. La fuerza axial debida a la tensión inferior y los momentos de flexión se incluyen en los cálculos del LCC, mientras que la tensión axial debida a la tensión inferior, los efectos de la presión y la flexión se incluyen en los cálculos del DCC.<sup>12</sup> Se han evaluado tanto las combinaciones controladas por carga como por desplazamiento.

**2.3.2 Selección del sistema de recubrimiento externo.**<sup>8</sup> Para cumplir con los requisitos de protección contra la corrosión se aplica a las tuberías un revestimiento de una sola capa o un revestimiento de varias capas, dependiendo del entorno exterior y del lugar de uso. Los revestimientos de una sola capa se utilizan normalmente donde la demanda de protección mecánica es menor, como en las tuberías que son de peso continuo de hormigón recubiertas por encima del revestimiento anticorrosivo externo. Para entornos con altas probabilidades de desgaste del revestimiento externo, se recomiendan los revestimientos de varias capas.

En caso de que se utilicen revestimientos de una sola capa para tuberías de aguas profundas, el epoxi aglutinado por fusión es el más utilizado. Debido a la alta adhesión al acero, la facilidad de reparación y aplicación del revestimiento, las buenas funciones con temperaturas de funcionamiento y el hecho de ser un revestimiento extremadamente rentable, el FBE es el revestimiento preferido para varias tuberías en aguas profundas. Un ejemplo es el de las

tuberías de Mardi Gras que utilizan el revestimiento anticorrosivo FBE.<sup>10</sup>

Los revestimientos multicapa pueden incluir típicamente revestimientos extruidos de doble capa de FBE y de tres capas. En las situaciones en las que se requiere una capa externa para protegerse de las altas temperaturas, la abrasión, etc., se prefieren los revestimientos de FBE de doble capa con una capa de base de FBE y una capa externa de polipropileno que actúe como protección mecánica. Los revestimientos de tres capas de epoxi o FBE, el revestimiento adhesivo termoplástico y el polipropileno (PP) o el polietileno (PE) pueden proporcionar una mayor resistencia a la corrosión en las tuberías de aguas profundas. Dado que los revestimientos de PP y PE tienen un requisito de corriente de protección catódica (CP) muy bajo y una alta resistencia dieléctrica, pueden proporcionar una buena combinación con los sistemas catódicos con el fin de protegerlos contra la corrosión.

Por lo tanto, las tuberías de aguas ultraprofundas se colocan con sólo un revestimiento anticorrosivo como la capa más exterior. Esto expone el revestimiento anticorrosivo a los daños mecánicos durante la manipulación, el transporte, la instalación, etc. También se desea una alta resistencia mecánica para el segmento de aguas profundas, ya que se requiere para sostener las altas fuerzas de compresión y corte al pasar por los tensores durante el tendido de

---

<sup>10</sup> *Mardi Gras Oil and Gas Transportation System;*  
(link:[https://www.offshoretechnology.com/projects/mardi\\_gras/](https://www.offshoretechnology.com/projects/mardi_gras/) access dtd. 14-09-2019)

la tubería. Por lo tanto, para las tuberías de aguas profundas, se considera que el revestimiento de polipropileno de tres capas (3LPP) es la opción de revestimiento más adecuada.

**2.3.3 Análisis de la tubería.** La instalación de tuberías de gran diámetro en aguas profundas se realiza principalmente mediante dos métodos, a saber, S-Lay o J-Lay. La considerable longitud del recorrido de las tuberías de aguas profundas transnacionales, recientemente planificadas, introduce desafíos adicionales para maximizar la eficiencia de la instalación.<sup>11</sup> Debido a la gran longitud de las tuberías transnacionales recientemente planificadas, el método *S-Lay* domina la competencia entre *S-lay* y *J-lay*, ya que permite una mayor tasa de producción/colocación de tuberías de gran diámetro.

En el modo *S-lay*, las estaciones de trabajo son horizontales y se pueden realizar simultáneamente varias tareas como la soldadura, los ensayos no destructivos y la aplicación de juntas de campo.

En un recipiente de *S-lay*, el agujón se utiliza para apoyar la cuerda de la tubería, para controlar la curvatura y para evitar las flexiones masivas en la región de la sobredeformación. Con el ángulo de salida elegido, los segmentos del agujón pueden ajustarse para determinar su forma. El ángulo de salida de la tubería que sale del agujón debe ser casi vertical para utilizar eficazmente el equipo de tensión. Por lo tanto, se requiere un agujón articulado de larga

---

<sup>11</sup> *Jihan Herdiyanti Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water.*

duración para evitar una flexión excesiva que pueda causar que las tuberías se doblen y se encuentren con el ángulo de salida casi vertical. <sup>8</sup>

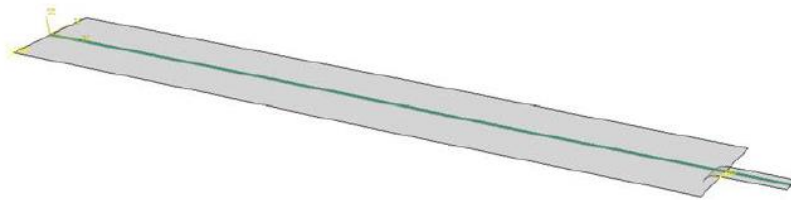
El análisis del montaje de tuberías <sup>8</sup> se ha realizado utilizando el programa *Abaqus release 6.14-2* (paquete de software para el análisis de elementos finitos y la ingeniería asistida por ordenador, originalmente lanzado en 1978) para una gama de diámetros de tuberías con espesores de pared adecuados. La barcaza junto con el tubo (radio = constante) se modelan utilizando una superficie rígida analítica. La tubería está engranada con el elemento de tubería híbrido de dos nodos *PIPE31H* con 8 puntos de integración alrededor de la circunferencia de la tubería. En el análisis se ha considerado el tamaño aproximado del elemento de 2 a 4 m de longitud. Los elementos R3D4 se utilizan para discretizar el fondo marino como una superficie plana y rígida. Se ha aplicado la interacción de contacto superficie a superficie entre:

- La tubería y el lecho marino.
- Tubería y barcaza con tirante.

El comportamiento del contacto entre superficies se considera como un contacto duro sin fricción figura 5. La verticalidad del agujón se considera como rígida. El extremo de la tubería cerca de la barcaza y la barcaza están fijados a una profundidad de 0 m (es decir, MSL) y la profundidad del lecho marino se ha variado desde 0 m hasta la profundidad aplicable del respectivo modelo de tubería. El otro extremo del oleoducto (es decir, en el lecho marino) se mantiene libre para moverse y a lo largo de la longitud del

oleoducto. La deformación fuera del plano de toda la tubería está restringida.

**Figura 5:** Modelado de elemento finito para S-lay en tubería de aguas profundas.

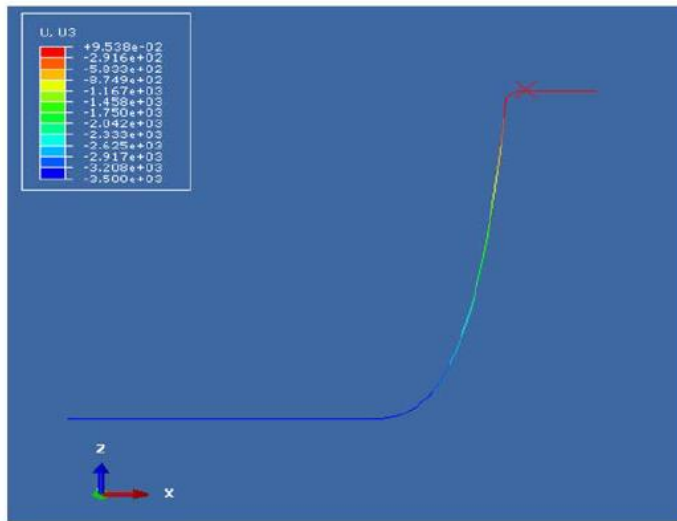


**Fuente:** Deepwater pipeline installation Risks and Challenges (N. Sinha, N. Kumar 2019)

La tubería está sujeta a cargas gravitacionales debido a su peso propio en dirección vertical figura 6. La flotabilidad de la tubería se modela aplicando presión hidrostática en la tubería. En la primera etapa se supone que el fondo marino y la elevación de la barcaza están al mismo nivel. La tubería está sujeta a la carga de la gravedad y a la presión hidrostática externa. El extremo de la tubería que descansa en el lecho marino se aplica con una tensión inicial basada en el diámetro de la tubería. En la segunda etapa, el lecho marino se desplaza en dirección descendente desde el nivel 0 hasta la profundidad requerida aplicable al modelo de la tubería. La tensión del fondo se ajusta para mantener la tensión de la curva de hundimiento en la forma de catenaria dentro de los límites permitidos.

Sobre la base de un análisis estático de las tuberías, se ha establecido que la instalación de las tuberías de aguas profundas recientemente planificadas es factible manteniendo las tensiones dentro de los límites permitidos figura 6.

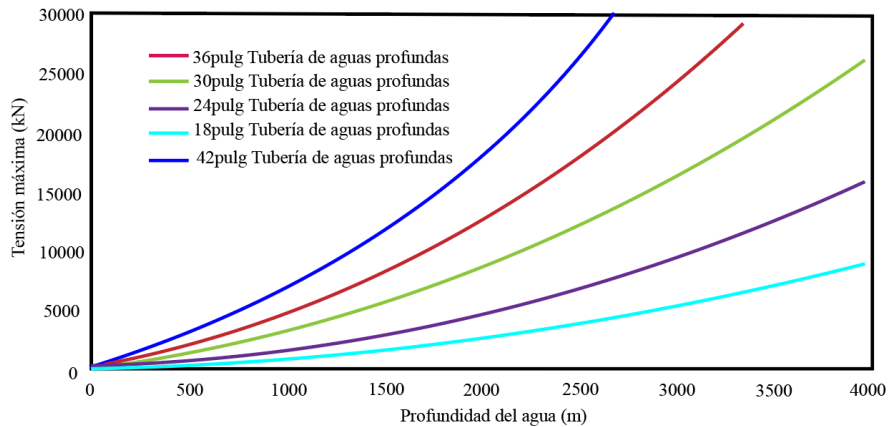
**Figura 6:** Análisis de una deformación típica en S-lay.



**Fuente:** Deepwater pipeline installation Risks and Challenges (N. Sinha, N. Kumar 2019)

**2.3.4 Inundación accidental.**<sup>8</sup> Si el tramo de tubería suspendida entre el buque de la tubería y el lecho marino se dobla y se rompe por debajo del nivel del mar durante el tendido de la tubería, entonces resulta en la inundación de la tubería con agua de mar. Por lo tanto, además de los efectos dinámicos y ambientales, es necesario considerar un margen en la capacidad del tensor, para la condición de inundación, dependiendo del sistema anti-inundación adoptado.

**Figura 7:** Tensión máxima vs diámetro de tubería para la instalación en aguas ultra profundas.



**Fuente:** *Deepwater pipeline installation Risks and Challenges* (N. Sinha, N. Kumar 2019)

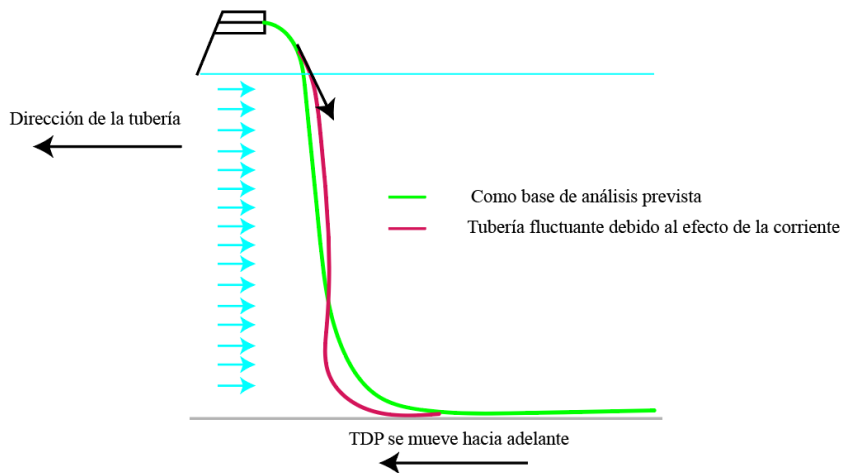
Ninguna de las barcas existentes tiene suficiente capacidad de tensión para seguir colocando las tuberías inundadas de tamaño > 22", una vez que se consideran los efectos dinámicos.<sup>12</sup> Por lo tanto, en caso de que se produzca una hebillada húmeda, el buque de la tubería intentará fijar una cabeza de abandono a la tubería y bajarla al fondo marino de forma controlada. Si no hay tiempo suficiente para hacerlo antes de que la cuerda se inunde hasta el punto en que los sensores se sobrecarguen, el buque puede optar por dejar caer el extremo de la tubería de manera incontrolada, lo que supone un riesgo importante para la seguridad del buque y su tripulación, y da lugar a una gran cantidad de tubería doblada en el lecho marino. Esto tendrá que ser cortado y arrastrado a un lado o cortado en secciones y recuperado a la superficie. La tubería

<sup>12</sup> *Peritus International, UK, Base Case & Extended Routes Installation Assessment*

tendría entonces que ser desaguada antes de que el extremo pudiera ser recuperado a la superficie y continuara el tendido de la tubería. Desaguar una tubería desde o hacia un extremo sumergido en aguas ultraprofundas es una operación que requiere mucho tiempo y es muy costosa.

**2.3.5 Desafíos en el monitoreo del punto de aterrizaje y la detección de dobleces.**<sup>8</sup> La supervisión del punto de aterrizaje (TDP) de la tubería de aguas profundas durante la instalación es un parámetro importante para el control de la configuración de la cadena de tuberías suspendidas. Para limitar la demanda de tensión máxima dentro de la capacidad de instalación de estas extensiones, el análisis del tendido de la tubería juega con el ángulo superior de salida para llegar a la configuración de la tubería más adecuada y dentro del límite de tensión permitido de la tubería. Sin embargo, debido al efecto de la corriente en la sección de la tubería que ha estado suspendida durante mucho tiempo, la configuración de la tubería puede desviarse de la configuración prevista. Esto da lugar a un momento de flexión mucho más alto en el *Sagbend* y necesita una corrección inmediata *in situ* mediante el ajuste del ángulo de salida de la cuerda de la tubería.

**Figura 8:** Efecto de la carga de la corriente en las tuberías de aguas profundas.



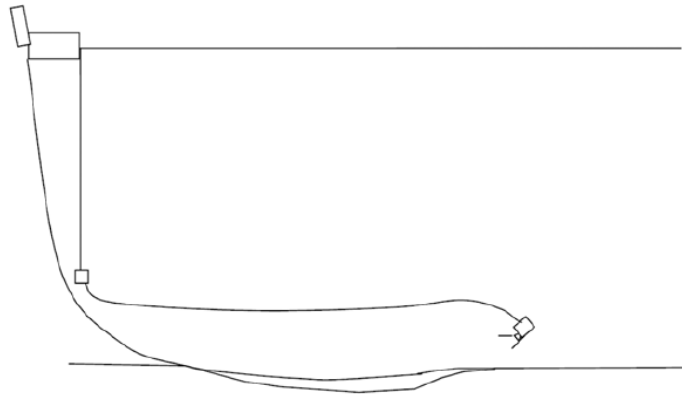
**Fuente:** *Deepwater pipeline installation Risks and Challenges* (N. Sinha, N. Kumar 2019)

Por lo tanto, la vigilancia del TDP es una actividad crítica durante la colocación para establecer que la instalación se está llevando a cabo según lo previsto figura 8. En el caso de las tuberías en alta mar, la vigilancia de la TDP se lleva a cabo generalmente mediante el despliegue de un vehículo teledirigido (ROV) que envía continuamente el vídeo del tendido de la tubería en el fondo del mar. Estas ondulaciones del fondo marino pueden dar lugar a la generación de tramos libres mucho más largos figura 9. Por lo tanto, la vigilancia de la TDP en esos lugares no es posible utilizando la técnica existente de ROV único, y se requieren métodos especializados que se adapten específicamente a las tuberías de aguas profundas en función de los tramos libres previstos.

El sistema de detección de hebilla continua se utiliza durante la operación de tendido de tuberías para asegurar que las tuberías no

se doblen o se deformen de otra manera después de ser colocadas en el fondo del mar.

**Figura 9:** Problemas en la monitorización del TDP por el ROV a largo plazo.



**Fuente:** Deepwater pipeline installation Risks and Challenges (N. Sinha, N. Kumar 2019)

Convencionalmente, se coloca un detector de hebillas (placa de calibre) a una distancia mínima de 50 m del TDP dentro del tramo de tubería que se está colocando con un cable y que se conecta al sistema de alarma en el extremo de extensión de la instalación. La hebilla se detecta mediante el control de la tensión del cable de tracción y el registro de la longitud. En caso de que se detecte cualquier hebilla, se repara tirando de la cuerda de la tubería y cortando la sección dañada. Sólo entonces se reanuda el tendido normal de la tubería. Si alguna hebilla no se detecta durante el tendido en aguas profundas, entonces tendrá grandes consecuencias económicas y afectará al calendario del proyecto. Sigue siendo sencillo tirar de la cuerda de la tubería y cortar las tuberías abrochadas durante la colocación, que desplegar un

sistema de reparación en línea después de la instalación, cuyo desarrollo/calificación requiere mucho tiempo y una gran inversión.

Además, la alta tensión en el cable puede resultar en la rotura del cable y la pérdida del detector de hebillas en la tubería. En tales circunstancias, no es aconsejable levantar la larga cuerda de la tubería para recuperar el detector de hebilla ni se puede aceptar dejar el detector de hebilla perdido dentro de la tubería. Por lo tanto, la detección de la hebilla para la tubería de aguas profundas es uno de los desafíos que también requiere ampliar los límites de la tecnología.

**2.3.6 Prueba hidrostática de la tubería en aguas profundas.** La función principal de la prueba hidrostática previa a la puesta en marcha es comprobar la resistencia y la integridad de la tubería. En las tuberías modernas, la probabilidad de fallo durante la prueba se percibe como baja, por lo que a veces se cuestiona el valor de la prueba, sobre todo cuando ésta es difícil y costosa de realizar.

Si una tubería de aguas profundas tiene que someterse a una prueba hidrostática, entonces la tubería tendrá que cumplir con los requisitos para la prueba hidrostática de la tubería por debajo y por encima de lo que se requiere para el funcionamiento seguro de la misma. La alta presión interna de la tubería durante la prueba hidrostática da lugar a un aumento de la tensión axial, lo que hace que la tubería de aguas profundas sea más susceptible al pandeo lateral, lo que no ocurriría bajo las presiones más bajas de las operaciones. Además, en el caso de un gasoducto, el peso del agua de la prueba hidrostática puede causar tensiones

inaceptables en largos tramos libres, que habrían sido aceptables en condiciones de servicio cuando el gasoducto está lleno de gas. Y, cuando por un lado las condiciones de funcionamiento del gasoducto están empujando los límites de la fabricación e instalación de la tubería, parece que se está sobrepasando el límite para añadir innecesariamente más carga de prueba hidrostática al gasoducto.

La eliminación de la prueba hidrostática de las tuberías de aguas profundas también elimina el impacto ambiental de la descarga de un gran volumen de agua de mar tratada químicamente. También acorta el calendario de construcción, la duración de los requisitos de uso temporal de la tierra y reduce las emisiones a la atmósfera.<sup>8</sup>

Se requiere la formulación de un programa de validación de la integridad alternativa (AIV) para satisfacer los requisitos de la prueba hidrostática de la DNVGL<sup>13</sup> como se indica a continuación:

- **Limpieza de la tubería:** Puede ser necesario desarrollar una filosofía separada para asegurar la limpieza de la tubería de la línea, comenzando desde la etapa de revestimiento interno y extendiéndose hasta la instalación final de la tubería, con el objetivo de minimizar la acumulación de polvo, residuos de soldadura, flujo y otros materiales extraños dentro de la tubería. Se utilizarán tapas finales evitando de esta forma el ingreso del polvo en la

---

<sup>13</sup> Nitesh Sinha (EIL) and Raj Kishore (EIL), at ASME IOGPC 2015-7932, 2015, New Delhi; papertitled "Deepwater Pipeline Challenges"

tubería y la limpieza interna de la tubería podrá realizarse antes de la toma de gas mediante el uso de un dispositivo de limpieza adecuado.

- **Régimen de inspección y prueba:** Se podrá elaborar un régimen de inspección y ensayo para demostrar que, en los documentos de diseño, las especificaciones y los procedimientos del proyecto se han incorporado al mismo nivel de seguridad que en el hidro - ensayo, con respecto a los tamaños de los defectos detectables.
- **Tipo de tubería:** La tubería de línea será sin costura o producida por el método de soldadura de arco sumergido (SAW). Dado que sólo los tubos SAWL son adecuados para proyectos de tuberías de gran diámetro en aguas profundas, este requisito de DNVGL es una coincidencia obvia.
- **Prueba ultrasónica automática (AUT):** Todas las soldaduras de circunferencia serán inspeccionadas al 100% mediante el uso de AUT.
- **Límite de la tensión plástica nominal:** DNVGL pone una condición de que la tensión plástica nominal acumulada no exceda el límite del 0,4% después de AUT. Según los estudios incluidos, la tensión de la tubería no superará el 0,4% desde la prueba de la fábrica hasta la puesta en marcha. Este requisito también se incluirá en las especificaciones y procedimientos de la instalación.

## **2.4. MONITOREO DE TUBERÍAS SUBMARINAS BAJO CONDICIONES DE ESTRÉS Y DETERIORO ESTRUCTURAL**

La metodología desarrollada en este estudio tiene por objeto predecir la probabilidad de fallo de las tuberías submarinas debido a las cargas cíclicas y la corrosión. El modelo desarrollado proporciona una herramienta para que los administradores de activos y los operadores puedan predecir con precisión la fiabilidad de la estructura, lo que les permite determinar si se requiere mantenimiento. Además, permitirá al diseñador analizar la seguridad del funcionamiento de la tubería en función del estado del mar del lugar de interés y optimizar el diseño, si es necesario. En el ANEXO 34 se ilustran los pasos de la metodología desarrollada con los procedimientos importantes de cada paso.

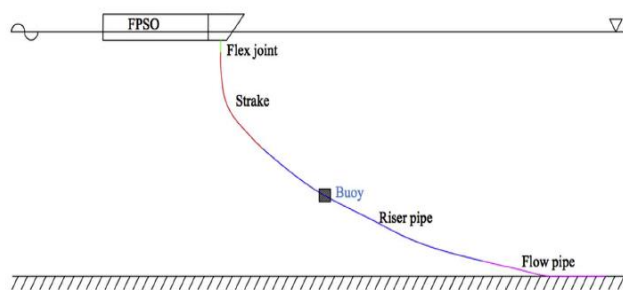
**2.4.1 Análisis hidrodinámico.** Para estimar la fiabilidad del oleoducto submarino en offshore, se deben analizar las respuestas de la estructura que se ve reflejada en el grado de tensión el alcance de la tensión experimental.<sup>8</sup> Un SCR típico se modela como la estructura operativa que está sujeta a daños por fatiga. El modelo ilustrado en la figura 5, consta de cuatro secciones conocidas como flex joint, Stake, riser pipe, flow pipe. Las partes críticas de la estructura, que son las más propensas a los daños por fatiga, deben ser evaluadas con respecto a la tensión experimentada. La simulación numérica es importante para proporcionar datos más realistas en la predicción de la fiabilidad de

la estructura. Por lo tanto, el análisis hidrodinámico para el modelo se llevó a cabo en el software *ORCAFLEX*.<sup>14</sup>

**2.4.2 Aplicación de la metodología: modelado para el deterioro de un SCR.** En el caso de estudio de un SCR a través de la aplicación de una metodología desarrollada para el seguimiento Y de esta forma predecir la probabilidad de falla de un deterioro estructural. Se simula un modelo numérico de un oleoducto costa afuera utilizando el software Orca Flex para extraer perfiles de tensiones además de Modelar el crecimiento de las grietas de la estructura en la tubería costa afuera usando el Software Genie Modelo grafico de interfase.

**2.4.3 Modelo hidrodinámico.** Los estudios de *Chibueze et al. (2016)*, *Elosta et al. (2013)* y *Sen (2006)*<sup>15</sup> han analizado el comportamiento dinámico de oleoductos submarinos con un enfoque en SCR usando el software *Orcaflex*.

**Figura 10:** Representación esquemática del SCR unido a un FPSO en un punto y anclado al lecho marino.



**Fuente:** *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 51 (2018).

<sup>14</sup> Orcina, 2014. OrcaFlex User Manual (Cumbria, UK).

<sup>15</sup> Chibueze, N.O., Ossia, C.V., Okoli, J.U., 2016. On the fatigue of steel catenary risers. *J. Mech. Eng.* 62 (12), 751–756.

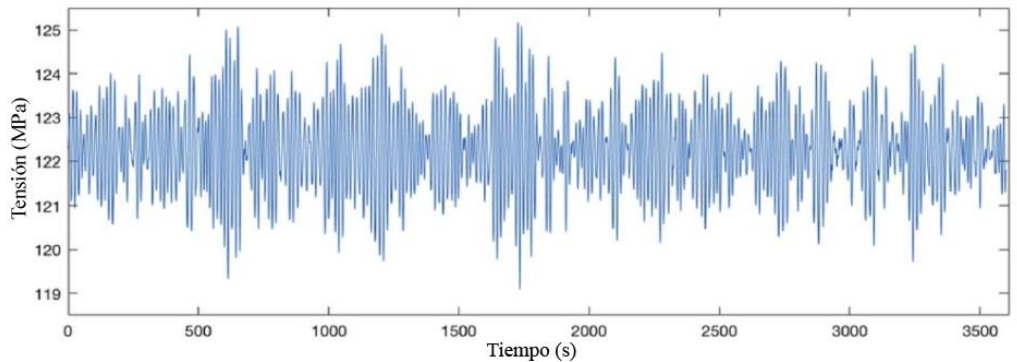
Los datos ambientales de la tabla 5. (ANEXO 8) Están representados por el estado típico del mar en el Golfo de Guinea seleccionado en base a la investigación realizada por *Chibueze et al. (2016)*<sup>15</sup>. Las fallas en las tuberías marinas pueden ocurrir a raíz de fracturas mecanizadas, daños en la construcción y accidente como resultado de peligros naturales, el enfoque de este estudio es analizar la falla causada por la carga de esfuerzo cíclico en partes críticas del SCR degradado por efectos de corrosión. La tasa de corrosión en la estructura recomendado por el Centro Tecnológico de *Noruega (2002)*<sup>16</sup> fue adoptado sugiriendo que una tasa de corrosión de 0.5 mm /año está presente en la estructura. Es decir, se considera una reducción en la pared de 0,5 mm por cada año de operación.

**2.4.4 Análisis de tensión mediante rainflow counting.** Este método es usado para analizar el debilitamiento que puede llegar a causar una carga estructural cíclica localizada, se obtiene utilizando un análisis basado en la simulación hidrodinámica y de los perfiles de tensión calculados, dicho debilitamiento progresivo se conoce como fatiga y está presente a través de la vida útil de la estructura figura 11.

---

<sup>16</sup> Norwegian Technology Centre, 2002. NORSOK Standard M-001 Materials Selection. Norwegian Technology Centre, Norway.

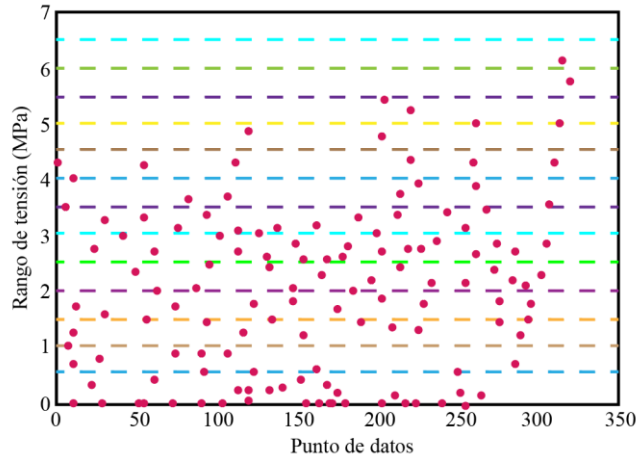
**Figura 11:** Perfil de tensión del historial de tiempo para el estado inicial.



**Fuente:** *Journal of Loss Prevention in the Process Industries 51(2018)*

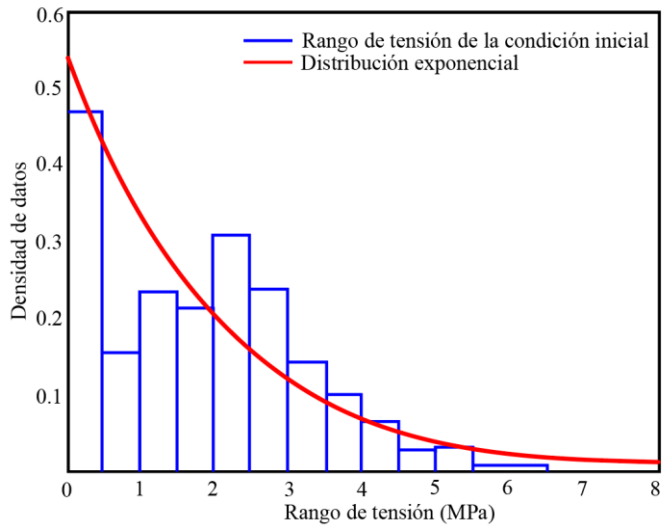
Usando el algoritmo de rainflow counting se examinaron diferentes rangos de tensión, dichos rangos se calcularon mediante la medida de dispersión observada en la figura 12, donde la mayoría de las observaciones se hicieron en un rango 0–0.5 MPa. Para obtener el PDF de los rangos de tensión, los datos están dispuestos en forma de densidad como se muestra en la figura 13. Varias distribuciones de probabilidad se ajustaron a los datos donde se encontró que una distribución exponencial es la mejor representación. La probabilidad de cada rango de tensión se utiliza en la BN. Aplicando un diámetro más pequeño a medida que la corrosión se desarrolla a lo largo de cada año, la densidad del rango de tensión cambia a valores más altos lo que da como resultado una mayor probabilidad de niveles de estrés de más de 7 MPa.

**Figura 12:** Rango de tensión para cada ciclo de estrés en el año 0.



**Fuente:** *Journal of Loss Prevention in the Process Industries 51 (2018)*

**Figura 13:** Rango de tensión obtenido (MPa).



**Fuente:** *Journal of Loss Prevention in the Process Industries 51(2018).*

### **3. SELECCIÓN DE SISTEMAS DE TUBERÍAS DURANTE LA OPERACIÓN MULTIFÁSICA REGIDA BAJO EL MARCO TÉCNICO LEGAL Y OPERATIVO**

Para la selección del sistema de tuberías, se tuvieron en cuenta diferentes parámetros técnico legales reglamentados en las resoluciones 181495 y 40048. En la selección del sistema operativo se tuvieron presentes criterios ligados a las tuberías rígidas y flexibles tales como:

- Profundidad del agua.
- Tamaño del oleaje.
- Tipo de fluidos.
- Presiones y temperatura de funcionamiento.
- Propiedades de los materiales.
- Agentes corrosivos.

#### **3.1 MARCO TÉCNICO LEGAL Y OPERATIVO**

“De acuerdo con lo reglamentado en la resolución 181495 donde se considera el artículo 332 de la constitución política donde el estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, en el cual el ministerio de minas y energía reglamentara su exploración y explotación, asegurándose que estas actividades se realicen de forma técnica/económica, además de salvaguardar la seguridad humana, animal y vegetal.”<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> Ministerio de minas y energía, 2009, P. 1

Las operaciones que se lleven a cabo durante el desarrollo deberán estar aplicadas bajo los estándares y normas técnicas nacionales recomendadas entre las cuales encontramos las AGA, API, ASTM, NFPA, NTC-ICONTEC, entre otras, el correcto cumplimiento de estas normas será vigilado bajo las autoridades delegadas por el ministerio de minas y energías. Una vez establecidas las normas técnicas se iniciará la fase de exploración sobre la zona de interés, previo a iniciar cualquier estudio y/o actividad de exploración se deberán tener en cuenta los parámetros pactados en el artículo 8°. Una vez culminada la etapa de exploración, se iniciara con la etapa de explotación en la cual se deberán tener en cuenta una serie de permisos y periodos de tiempo en los cuales se podrán llevar a cabo las diferentes prácticas de desarrollo teniendo en regla lo pactado anteriormente en el artículo 12°, el éxito de la operación se verá reflejada mediante el programa de perforación el cual deberá estar aprobado por el ministerio de minas y energías siendo este el principal ente el cual será informado sobre cualquier modificación o actualización que se presente durante la operación que será constatada en el artículo 16°. Hoy en día las operaciones costa fuera siguen los lineamientos propuestos y recomendaciones por el instituto americano del petróleo (API), estas operaciones están relacionadas con la recuperación, almacenamiento y manejo de fluidos. Si en algún momento se ve en riesgo la operación el operador podrá tomar información del ministerio de minas y energía o quien haga de materia de fiscalización sobre técnicas donde podrá obtener información de agentes que puedan poner en riesgo la operación. Cada uno de estos parámetros mencionados

anteriormente se muestran en la Resolución 181495 de 2 septiembre de 2009 y en su nueva actualización la resolución 40048 del 16 enero del 2015 a cargo del ministerio de minas y energías.

### **3.2 TUBERÍAS OFFSHORE <sup>18</sup>**

Antes de diseñar una tubería en alta mar, los ingenieros de diseño deben comprender los entornos en los que se instalará y operará la tubería. ¿Cuál es la profundidad del agua? ¿Cuáles son las corrientes de agua? ¿Qué tamaño tienen las olas? Todos esos parámetros afectarán al diseño mecánico del sistema de tuberías. El fluido dentro de la tubería también influirá en el diseño de esta. ¿Son monofásicos o multifásicos? fase o multifase? ¿Son los fluidos corrosivos? ¿Cuánta arena habrá en los fluidos? ¿Cuáles son las presiones y temperaturas de funcionamiento? Todo esto influye en la selección de la metalurgia de las tuberías. Una lista de los datos que afectarán el diseño de la tubería es la siguiente:

- Rendimiento del yacimiento.
- Composición de los fluidos y del agua.
- Propiedades de presión-volumen-temperatura (PVT) del fluido.
- Concentración de arena.
- Distribución de las partículas de arena.
- Datos de estudios geotécnicos.

---

<sup>18</sup> Boyun Guo Shanhong Song, Ph.D. Ali Ghalambor, PhD Tian Lin, PhD. Offshore Pipelines Design, Installation, and Maintenance

- Datos meteorológicos y oceanográficos.

Una vez finalizado el diseño, se encargan las tuberías para su construcción y recubrimiento y/o la fabricación del aislamiento. Una vez enviada al lugar, la tubería puede instalarse.

Los desafíos técnicos en la operación de aseguramiento del flujo incluyen la prevención y el control de las deposiciones de hidratos de gas, parafina (cera), asfáltenos y escamas en los sistemas de producción de petróleo y gas. Por lo general, uno o dos de estos problemas dominan en un determinado yacimiento de petróleo/gas. El hidrato de gas natural se forma cuando las moléculas de metano (el componente principal del gas natural) quedan atrapadas en una jaula microscópica de moléculas de agua en determinadas condiciones de presión y temperatura.

### **3.3 TUBERÍAS FLEXIBLES <sup>18</sup>**

En aguas profundas, las tuberías flexibles se utilizan principalmente para los elevadores dinámicos desde un colector final de tuberías submarinas o desde una torre elevadora a un sistema de producción flotante (FPS), como una unidad flotante de almacenamiento y descarga (FSO) o una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga flotante (FPSO) y plataformas de pata tensada (TLP). Los otros usos son las líneas de flujo estáticas, los puentes submarinos, los puentes de la parte superior y las juntas de expansión. Las tuberías flexibles se utilizan en una gran variedad de aplicaciones de petróleo y gas en alta mar, como la producción, elevación de gas, inyección de gas y varias

líneas auxiliares, como las de agua potable y las de productos químicos líquidos.

Las principales ventajas de las tuberías flexibles son las siguientes:

- Facilidad y rapidez de instalación
- No hay grandes obstáculos porque sigue el contorno del fondo marino
- Casi sin mantenimiento durante la vida del proyecto
- Buenas propiedades de aislamiento inherentes
- Excelentes propiedades contra la corrosión
- No hay juntas de campo porque la tubería es de fabricación continua
- No necesita bucles de expansión
- Puede fabricarse con características de flujo mejoradas
- Suficiente peso sumergido para la estabilidad lateral
- Se adapta a los desajustes durante la instalación y las operaciones de conexión
- Es posible la instalación sin buceos, sin necesidad de metrología
- La carga y la instalación son más seguras, más rápidas y baratas que cualquier otra aplicación de tubería

La fabricación de tuberías flexibles requiere envolver muchas capas entrelazadas de carcasa de acero inoxidable de alta resistencia y polímeros especiales, el precio del material de una línea flexible es cien veces más caro que un tubo equivalente de acero al carbono de alta resistencia. En consecuencia, su uso general se limita a aplicaciones especiales y en pequeñas

cantidades comparado con el uso de tubos de acero al carbono de alta resistencia. El uso de tubos flexibles en aguas ultraprofundas es limitado, debido a la incapacidad de estas tuberías para soportar una elevada presión hidrostática externa, siendo 2000m la profundidad máxima a la que actualmente se están utilizando.

Para la temática de tuberías flexibles se realizó un análisis científico más detallado, a continuación, se presentará un caso en particular del tema.

### **3.3.1 Calificación de tubería flexible no ligada con los estándares API y DNV.** <sup>19</sup>

**3.3.1.1 Estructuras de tubos flexibles compuestos blindados y no blindados.** La tubería reforzada de fibra flexible DeepFlex (FFRP) y la tubería reforzada híbrida flexible (FHRP) comprenden las siguientes familias de productos. Estas estructuras se encuentran en varias etapas de calificación como se describe en este documento.

**Tubo de FFRP todo compuesto - estructura de diámetro liso [figura 14].** La estructura de tubos totalmente compuesta se ha utilizado en aplicaciones de elevadores dinámicos de baja presión y temperatura, saltadores de la parte superior y líneas descendentes para la puesta en marcha de los oleoductos. Para

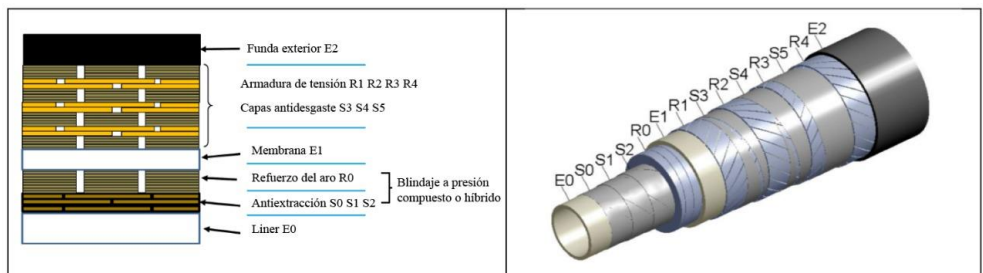
---

<sup>19</sup> Kalman, Mark, Yu, Liang, Durr, Casey, and Jorge Suarez. "Qualification of Unbonded Flexible Pipe to API and DNV Standards."

aplicaciones de alta presión, se puede emplear un refuerzo de la capa del aro que se refuerza en la dirección del ancho para la capa de refuerzo del aro R0<sup>20</sup>. Para aplicaciones de alta temperatura, el refuerzo de fibra de carbono puede ser empleado. También es factible una estructura de perforación tosca, añadiendo sólo una capa interna de carcasa metálica. Todos los compuestos FFRP han sido calificados para 4 pulgadas de ID, 293 bar de presión de diseño, 1500 metros de profundidad de agua, 60 °C de temperatura de diseño para aplicaciones temporales. El proceso de cualificación completado, resultando en la emisión de una Declaración de Conformidad de DNV se resume en<sup>21</sup>.

**Compuesto híbrido metálico FHRP [figura 15].** El tubo compuesto metálico híbrido FHRP de diámetro grueso emplea una carcasa de aleación metálica resistente a la corrosión, y una capa metálica de aro entrelazado.

**Figura 14:** Todo compuesto FFRP - diámetro liso



**Fuente:** Qualification of Unbonded Flexible Pipe to API and DNV standards (K. Mark, Y. Liang, D. Casey 2014)

<sup>20</sup> M. Kalman, L. Yu, M. Seymour, J. Erni. "Qualification of Composite Armor Materials for Unbonded Flexible Pipe."

<sup>21</sup> L. Yu, A. Dhagat, Y. Yu, R. Joshi. "Qualification of flexible fiber reinforced pipe downline for pipeline commissioning applications."

También es factible un compuesto metálico híbrido FHRP - tubo de diámetro liso, que sería el diseño de la figura 15 sin la capa de la carcasa. La tubería híbrida de diámetro liso es esencialmente la misma que la Familia de Productos I, tal como se describe en la Tabla 3.2 de la API 17B <sup>22</sup>, excepto que las capas de armadura metálica de tracción se sustituyen por chimeneas de refuerzo de fibra de vidrio o de carbono unidireccionales DeepFlex. Por lo tanto, este diseño se emplea tanto para líneas de flujo estáticas como para elevadores dinámicos a las temperaturas, presiones y profundidad de agua de diseño normalmente adecuadas para la tubería flexible no ligada de la Familia de Productos I según las normas API 17J <sup>23</sup> y API 17B.

Como se indica en la sección 3.3.4 de la norma API 17B, las tuberías flexibles de calibre liso suelen limitarse a transportar fluidos con un contenido limitado de gas para evitar el colapso de la vaina de presión interna, o cuando se han tomado medidas especiales para garantizar contra el colapso del buque durante la vida útil. Por lo tanto, se utilizan más a menudo para la inyección de agua o aplicaciones de crudo muerto o de producción a baja presión.

---

<sup>22</sup> API 17B Draft Fifth Edition, Recommended Practice for Unbonded Flexible Pipe

<sup>23</sup> API 17J Draft Fourth Edition, Specification for Unbonded Flexible Pipe

**Figura 15:** Compuesto metálico híbrido FHRP - orificio irregular



**Fuente:** Qualification of Unbonded Flexible Pipe to API and DNV standards (K. Mark, Y. Liang, D. Casey 2014)

También es factible un compuesto metálico híbrido FHRP - tubo de diámetro grueso para aplicaciones de baja presión, que sería el mismo diseño de la figura 14 sin la capa de aros. El tubo híbrido de perforación en bruto para baja aplicaciones de presión es esencialmente la misma que la Familia de Productos II, como se describe en la Tabla 3.2 de la API 17B, excepto que las capas de armadura de tensión son de vidrio DeepFlex o de fibra de carbono en lugar de armaduras metálicas de tensión. Por lo tanto, este diseño puede ser empleado tanto para líneas de flujo estáticas como para elevadores dinámicos en las temperaturas de diseño, presiones y profundidad del agua normalmente adecuadas para la Familia de Productos II no ligados tubería flexible por API 17J y API 17B.

**FHRP para Aguas ultramarinas de alta presión y temperatura (HPHT UDW) [figura 16].** La estructura de tuberías HPHT UDW FHRP, que se está desarrollando en el marco de un proyecto

RPSEA <sup>24</sup>, tiene algunos atributos únicos e innovadores para optimizar el peso, el rendimiento y el coste:

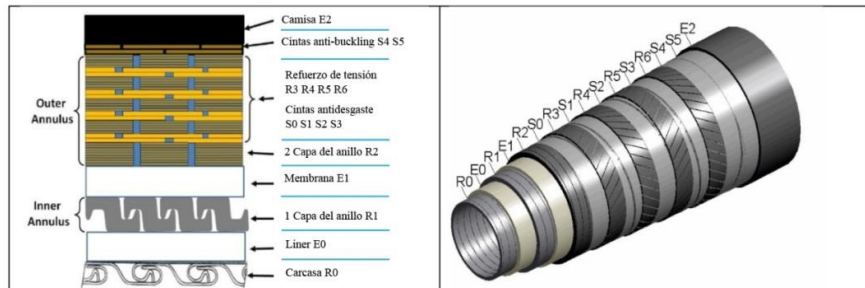
- El tubo es una estructura híbrida, con capas de refuerzo metálicas y compuestas, utilizando materiales y diseño basados en las funciones de la capa.
- Para minimizar el peso de las capas metálicas, el diseño emplea una funda anti-colapso (E1Membrana), que permite la combinación de la fuerza del anillo y la rigidez tanto de la Carcasa (R0) como Capa de aro 1 (R1) para resistir la presión hidrostática.
- La armadura de presión es un diseño híbrido con patente en trámite, con la capa de aros compuesta (R2) proporcionando un soporte externo a la capa de aros metálicos (R1).
- La pared de la tubería tiene un anillo interior y otro exterior. Los gases permeados del tubo son ventilados a el extremo superior encajando a través de la ruta de flujo helicoidal del anillo interior. Este atributo de diseño permite que el R1 proporcione una capacidad estructural de presión tanto interna como externa.
- El anillo exterior está diseñado para ser inundado con agua de mar. Este atributo de diseño permite un diseño basado en la presión diferencial en lugar de absoluta a través de la capa de la membrana E1. La capa de la membrana proporciona un aislamiento térmico adicional, que reduce la

---

<sup>24</sup> M. Kalman, L. Yu, Al. Salimi, J. Liu. "Qualification of flexible fiber-reinforced pipe for ultradeep water applications."

temperatura a la que las capas de refuerzo compuestas estarán expuestas.

**Figura 16:** AUP ATAP FFRP



**Fuente:** Qualification of Unbonded Flexible Pipe to API and DNV standards (K. Mark, Y. Liang, D. Casey 2014)

Los laminados helicoidales de fibra de vidrio o de carbono podrían emplearse para proporcionar apoyo externo a una capa de aros metálicos entrelazados en cualquiera de los diseños en los que se emplea la capa de aros metálicos, con el fin de proporcionar una mayor capacidad de presión interna.

**3.3.2 DNV-RP-A203 calificación de la nueva tecnología.** El objetivo de DNV-RP-A203 es "proporcionar un enfoque sistemático para la calificación de nuevas tecnologías, asegurando que la tecnología funcione de manera fiable dentro de los límites especificados". La norma define un Proceso de Cualificación Tecnológica (TQP) que se aplica a "componentes, equipos y ensamblajes", que puede definirse como nueva tecnología, en la exploración y explotación de hidrocarburos, en alta mar". (ver ANEXO 26)

**3.3.3 Aplicación de DNV-RP-A203 en la calificación de FFRP y FHRP.** El ANEXO 28 ilustra la aplicación del proceso del ANEXO

26 a la calificación de la FFRP y la FHRP, y las secciones pertinentes de la API 17J y la API 17B proporcionan información para la realización de los trabajos y la documentación resultante de cada etapa del proceso. Las normas de la API no abarcan totalmente los aspectos novedosos que aportan los nuevos elementos a la tecnología. Por consiguiente, el propósito de incorporar la norma DNVRP- A203 al proceso es colmar las lagunas y proporcionar una lista completa de actividades de calificación que incluya los requisitos de calificación aportados por los nuevos elementos de la tecnología.

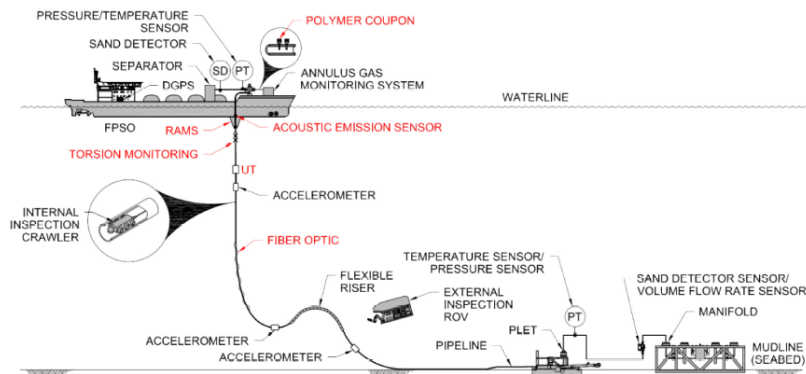
#### **3.3.4 Base de calificación. (ANEXO 9)**

**3.3.5 Despliegue de la tecnología.** Una vez que se hayan realizado suficientes análisis y pruebas para proporcionar la suficiente confianza basada en la reducción de riesgos lograda como resultado de la ejecución del plan de calificación, el despliegue de la tecnología o, en este caso, la fabricación, el envío y la instalación de tuberías flexibles, se podrá proceder. <sup>19</sup>

Los capítulos 7, 8 y 9 de la API 17J establecen los requisitos para el control de calidad de los materiales y productos que deben cumplirse en la obtención de material de tuberías flexibles no ligadas y en la fabricación de tuberías. Un aspecto de la calificación de la tecnología que no se aborda específicamente en la norma RP-A203 de DNV, pero que debe considerarse en la aplicación de la nueva tecnología, es el control del rendimiento de los nuevos aspectos in situ mediante un plan y un programa de gestión de la integridad adecuados. El plan de gestión de la integridad debería

desarrollarse para abordar los riesgos más altos identificados en el Registro de Evaluación de Amenazas, en particular aquellos que todavía tienen clasificaciones de riesgo relativamente altas e incertidumbre al completar el Proceso de Cualificación Tecnológica.

**Figura 17:** Plan de gestión de la integridad del elevador de producción RPSEA



**Fuente:** Qualification of Unbonded Flexible Pipe to API and DNV standards (K. Mark, Y. Liang, D. Casey 2014)

Para el despliegue de la tubería de la RPSEA, el Plan de Gestión de la Integridad del Proyecto recomendó medidas para abordar los elementos de clasificación de alto riesgo. El Plan de Gestión de la Integridad define la instrumentación y la supervisión que se llevaría a cabo durante un ensayo sobre el terreno de seis meses, y más allá, ya que el elevador permanece en servicio este se ilustra en la figura 17. Los elementos en rojo son opciones por considerar, ya que la premisa de diseño era genérica, y los diferentes operadores tienen diferentes procesos de gestión de la integridad. Por lo tanto, las opciones del plan no pueden ser definidas/seleccionadas hasta que se elija un campo y un operador para su despliegue. Algunas

de las tecnologías que se considerado para el despliegue, en particular para la inspección de la armadura de fibra de carbono se evaluará durante el programa de calificación.

El plan consta de 5 categorías principales. (ANEXO 10) <sup>19</sup>

## **4. MITIGACIÓN DE LOS RIESGOS OPERACIONALES Y AMBIENTALES MEDIANTE PROCESOS Y/O HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS**

¿Cómo prevenir los riesgos operacionales y ambientales, durante el desarrollo de la práctica? Para la prevención de los riesgos operacionales y ambientales se analizaron diferentes tipos de pruebas bajo la normativa actual, algunas de ellas realizadas previamente en laboratorio y otras durante el desarrollo de la operación, con el objetivo de poder prolongar el tiempo de vida útil de las herramientas, generando una mayor eficiencia en los procesos operativos.

### **4.1 PRUEBAS DE CALIFICACIÓN DE LOS REVESTIMIENTOS EXTERNOS DE ALTO RENDIMIENTO EN LOS OLEODUCTOS Y GASODUCTOS SUBMARINOS (FBE) <sup>25</sup>**

Un nuevo sistema avanzado para el aislamiento térmico de tuberías submarinas se ha desarrollado, el objetivo general del concepto es poder cumplir con el futuro de demandas relacionadas con tuberías instaladas en profundidades de agua cada vez mayores y operando a temperaturas más altas.

La necesidad de tuberías que puedan colocarse con seguridad en el fondo marino, a 400 metros y más bajo la superficie, aumentará,

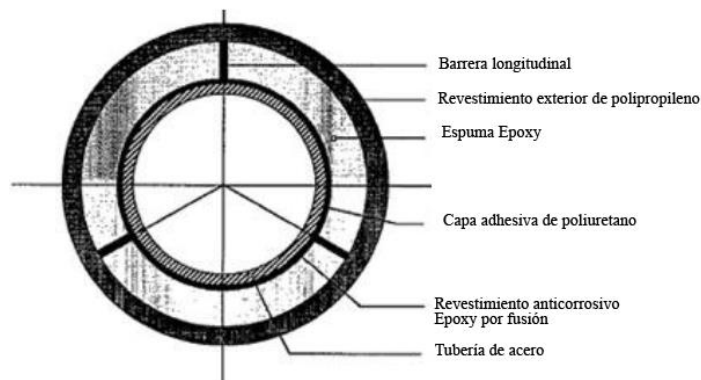
---

<sup>25</sup> A High-Performance Thermal Insulation Coating for Subsea Pipelines, S. Aaboe, A/S ScanPaint, and A. GrGtter, Ciba-Geigy

basándose en las futuras instalaciones en aguas profundas. Se esperaba que la temperatura del petróleo y el gas estuviera en el rango de 110°C como máximo, y por lo tanto el sistema se basaba en 120°C como máximo. Incluso para un sistema grueso y bien sellado, una protección contra la corrosión en la superficie de acero es adecuada. En este sistema se ha elegido el epoxi ligado por fusión (FBE) como protección contra la corrosión debido a las excelentes propiedades a temperaturas elevadas. Como se muestra en la figura 18, el sistema está diseñado con tres barreras longitudinales para reducir la pérdida de aislamiento térmico cuando la tubería está expuesta a impactos que destruyen el revestimiento exterior y, por lo tanto, causan la entrada de agua.

Las piezas prefabricadas de epoxi se pegan en la superficie de la tubería mediante un adhesivo de poliuretano. El mismo poliuretano se utiliza para las barreras longitudinales y perpendiculares dichas propiedades del material de poliuretano se enumeran en la tabla 12. (ANEXO 12)

**Figura 18:** Sección transversal del sistema de aislamiento térmico.



**Fuente:** S. Aaboe, A/S Scan Paint, and A. GrGtter, Ciba-Geigy (1988)

Para poder soportar la presión a 400 metros de profundidad del agua y las tensiones durante la instalación a esta profundidad, el trabajo inicial se centró en maximizar la resistencia mecánica. Ensayos exhaustivos demostraron que la máxima resistencia a la compresión y la flexión se alcanzaba con una densidad de 375 kg/m<sup>3</sup>, Otras propiedades del Epoxi con esta densidad, se muestran en la tabla 13. (ANEXO 13)

Después de aplicar la espuma, se rellenan los surcos longitudinales y perpendiculares, el material de la barrera es poliuretano y exactamente el mismo material que el adhesivo. Para lograr la resistencia requerida del sistema es importante que la adhesión entre las capas de poliuretano nuevas y viejas sea buena.

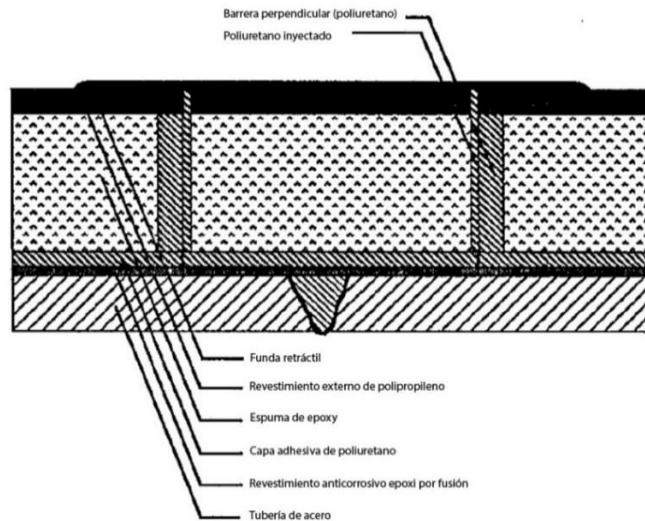
Se han realizado pruebas de tracción de acuerdo con la norma DIN 53455, y los resultados revelaron roturas fuera del área de pegado en todas las pruebas. En cuanto a la adhesión entre el poliuretano y la espuma de epoxi, las pruebas han demostrado que esta adhesión es mayor que la fuerza cohesiva de la espuma (>4,5 N/mm<sup>2</sup>). Esto significa que la adhesión entre la espuma y el poliuretano no es una limitación para el sistema.

A pesar del alto contenido de células cerradas (88-95%), la espuma, si se expone a la presión hidrostática, se llenará de agua en un período de tiempo más largo. Debido a este hecho, el revestimiento externo tuvo que cubrir dos elementos: Protección mecánica contra los impactos y sellador contra el agua de mar. El diseño inicial se basó en un material de poliuretano similar al adhesivo y las barreras, como revestimiento externo. Las pruebas

de difusión y permeación mostraron que se podía esperar una cierta penetración del agua. Aunque este valor era bajo, podía tener cierta influencia en las propiedades térmicas después de 20 o más años de funcionamiento. Se eligió el polipropileno como material alternativo como revestimiento externo, basándose en varios hechos ventajosos. Uno de ellos, la penetración se redujo en un 98%, pero la aplicación también se hizo considerablemente más fácil. El revestimiento externo de poliuretano tendría que ser moldeado o rociado sobre la espuma. Ambos métodos de aplicación tienen la misma desventaja, es difícil controlar el espesor. El polipropileno se aplica por extrusión, y el espesor puede ser controlado cuidadosamente. Se pueden lograr diferentes espesores alterando la velocidad de la tubería durante el proceso de revestimiento o el ancho de la lámina extruida. Las propiedades del polipropileno se muestran en la tabla 14. (ANEXO 14)

**4.1.1 Conexión entre tuberías.<sup>25</sup>** La idea básica con respecto a la junta usada en campo era lograr las mejores propiedades con respecto al aislamiento térmico y la fuerza mecánica. Al mismo tiempo, la aplicación debe ser rápida y el control de calidad debe estar garantizado. La unión de campo se esboza en la figura 19.

**Figura 19:** Acumulación esquemática de la junta de campo.



**Fuente:** S. Aaboe, A/S ScanPaint, and A. GrGtter, Ciba-Geigy (1988)

**4.1.2 Análisis epoxi.**<sup>25</sup> Durante el desarrollo del material de espuma epoxídica, se han ensayado y modificado diferentes formulaciones con respecto a los requisitos técnicos. Además de las propiedades típicas de los materiales que se evidencian en la tabla 2, ANEXO 13 se descubrió que la fluencia bajo temperaturas elevadas es una de las pruebas de materiales más importantes para clasificar y determinar la estabilidad a largo plazo de los materiales plásticos bajo las severas condiciones de carga a las que está expuesto un sistema de aislamiento submarino de este tipo, por ejemplo, la presión hidrostática permanente a temperaturas extremadamente altas.

**4.1.3 Procedimiento experimental.**<sup>26</sup> Para calificar los recubrimientos FBE, se realizaron una serie de pruebas térmicas, mecánicas y de corrosión. El protocolo de pruebas se dividió de la siguiente manera:

1. Evaluación de las propiedades iniciales del revestimiento (condición del revestimiento según se recibe), que incluye la verificación del grosor del revestimiento, la porosidad del revestimiento, el impacto y la flexibilidad; la adhesión, incluida la resistencia al corte por superposición, la resistencia al arranque y el rayado cruzado; y las propiedades térmicas, incluido el análisis termogravimétrico (TGA) y el análisis mecánico dinámico (DMA).
2. Evaluación del rendimiento del revestimiento después de un tiempo de envejecimiento prolongado (exposición a agua caliente y remojo), que implica la retención de la adhesión, la resistencia a la extracción, la absorción de agua y la Tg húmeda (TGA y DMA).
3. Evaluación del rendimiento del revestimiento, que implica la disolución catódica del revestimiento.

Se examinaron cuatro revestimientos de FBE de temperatura estándar (etiquetados como 931, 932, 933 y 935) y cuatro revestimientos de FBE de alta temperatura (etiquetados como 934, 936, 937 y 938). Todos los revestimientos de FBE examinados se produjeron en el laboratorio bajo un entorno bien controlado, aplicados a acero API 5L X65(3). Paneles de 12,7x12,7x0,32 cm

---

<sup>26</sup> Caseres, Leonardo, Pardey, Ricardo, and Seth Norton. "Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines."

(además de un panel A abreviado), barras de acero de 2,5x20,3x0,9 cm (panel B), cizallas de superposición con un área de superposición de 3,2 cm<sup>2</sup> y 9,7 cm<sup>2</sup>, y películas independientes de 0,45 mm de espesor. Todos los paneles y barras fueron bañados con grano de acero GL-40 o GL-25 antes del recubrimiento, obteniendo un perfil de superficie de entre 0,05 y 0,1 mm.

La superficie de acero se limpió con MEK (Metil Etil Cetona), acetona o alcohol. Luego, los paneles y las barras se precalentaron en un horno y los recubrimientos de FBE se aplicaron por inmersión en lecho fluido o por pulverización de polvo electrostático. Los especímenes recubiertos se colocaron en un segundo horno de post-curado a la temperatura y tiempo de curado recomendados para asegurar un curado adecuado. Después del post-curado, los paneles fueron enfriados con agua a temperatura ambiente.

Los especímenes de cizallamiento solapado se precalentaron para alcanzar la temperatura de metal requerida y se colocaron en una plantilla donde el polvo FBE se aplicó al área solapada de una sola barra, y luego se presionó con la superior para crear el emparedado. (ANEXO 15)

En todos los casos, las mediciones de T<sub>g</sub> fueron realizadas por el DSC (calorimetría de barrido diferencial) para asegurar el correcto curado del revestimiento. La tabla 15 (ANEXO 16) resume las pruebas de calificación realizadas en esta investigación.

#### **4.1.4 Características mecánicas de los revestimientos recibidos.**

Los resultados del análisis de impacto a  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$  realizadas en los especímenes recibidos mostraron que los recubrimientos 931, 932 y 933 exhibían la mayor energía de impacto (5 julios), seguidos por el recubrimiento 937 (4,5 julios), los recubrimientos 935 y 936 (3 julios), y los recubrimientos 934 y 938 (2 julios).

- Prueba hot wáter soaking. (ANEXO 17)
- Prueba de disolución catódica. (ANEXO 18)

**4.1.5 Características térmicas del recubrimiento.**<sup>26</sup> El DMA es una técnica en la que se aplica una pequeña deformación sinusoidal a un espécimen de forma cíclica oscilatoria. Esto permite evaluar la respuesta del material de la muestra a la deformación, la temperatura, la frecuencia y otros parámetros. La DMA mide la rigidez y la amortiguación que se notifican como módulo y tan delta. Como se aplica una fuerza sinusoidal, el módulo puede expresarse como un componente en fase (módulo elástico) y un componente fuera de fase (módulo de pérdida). El módulo elástico ( $E'$ ) es la respuesta elástica sólida o la rigidez de un material, mientras que el módulo de pérdida ( $E''$ ) es la respuesta viscosa de un material, que es su capacidad de disipar la energía en forma de calor.

#### **4.1.6 Resultados de la prueba de envejecimiento.** <sup>27</sup>

**4.1.6.1 Temperatura de 75 °C.** Las pruebas de adhesión <sup>28</sup> de los recubrimientos FBE de temperatura estándar y de alta temperatura expuestos a 75 °C durante 90 días revelaron una calificación de 5 para los recubrimientos 931, 933, 934, 936 y 937, una calificación de 3-4 para el recubrimiento 935 y una calificación de 4 para los recubrimientos 932 y 938. En todos los casos, no se desarrollaron ampollas de recubrimiento, durante la remoción del recubrimiento dentro de la región de los grifos, se registró la presencia de humedad en la superficie del metal en todos los especímenes. Curiosamente, para los recubrimientos 931, 932, 934 y 935, la superficie del recubrimiento en la interfaz recubrimiento/metal se manchó. El análisis de espectroscopia de dispersión de energía (EDS) realizado en las áreas manchadas y no manchadas del revestimiento 935 reveló la presencia de exceso de Fe en la región manchada, consistente con la disolución y precipitación de Fe durante el desarrollo de la corrosión.

**4.1.6.2 Temperatura de prueba 95 °C.** Las pruebas de adhesión de los recubrimientos FBE de temperatura estándar y de alta temperatura expuestos a 95 °C durante 90 días mostraron una calificación de 4 para los recubrimientos 932 y 935, una calificación de 5 para el recubrimiento 933, y una calificación de 2 para los

---

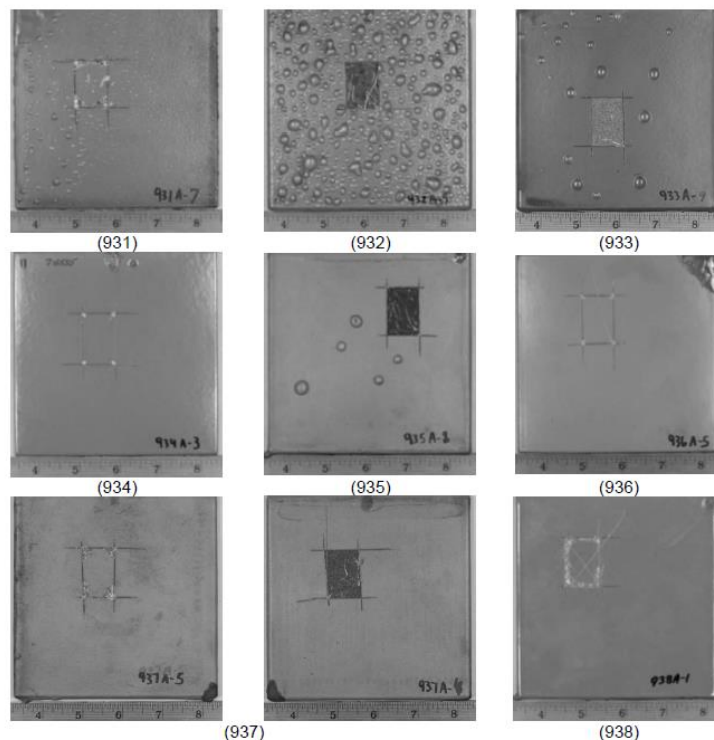
<sup>27</sup> ASTM D714 (latest revision), "Standard Test Method for Evaluating Degree of Blistering of Paints"

<sup>28</sup> ASTM D1002 (latest revision), "Standard Test Method for Apparent Shear Strength of Single-Lap-Joint Adhesively Bonded Metal Specimens by Tension Loading (Metal-to-Metal)"

recubrimientos 931, 936 y 938. Para el recubrimiento 937, los índices de adhesión fueron 2 y 5. El recubrimiento 934 mostró las calificaciones más bajas 1 y 2.

**4.1.6.3 Recubrimientos de temperatura estándar.** Los resultados de esta investigación muestran que a temperatura ambiente y con un tiempo de remojo de 24 horas a 75 °C, todos los recubrimientos no mostraron ninguna pérdida de adhesión. Sin embargo, a mayores tiempos de exposición a 75 °C, la pérdida de adhesión fue bastante notable tanto para los recubrimientos estándar como para los de alta temperatura.

**Figura 20:** Prueba de adhesión realizada en los recubrimientos a 95 °C

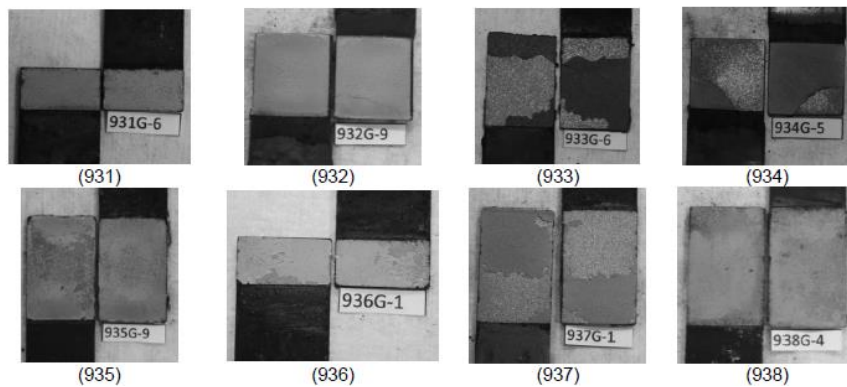


**Fuente:** *Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines* (C. Leonardo, P. Ricardo, N. Seth 2019)

Según Melot<sup>29</sup>, el proceso de envejecimiento de los recubrimientos de FBE con la mayor pérdida de adhesión comienza a los 60 °C, sin embargo, el umbral exacto de temperatura aún no está claro. A temperaturas más altas, el proceso de envejecimiento es mejorado, probablemente reduciendo el tiempo de daño del revestimiento. Esta postulación no es válida para la mayoría de los recubrimientos, que mostraron una mejora en la adhesión a temperaturas más altas. Se necesitan más pruebas experimentales para racionalizar esta observación experimental.

**4.1.7 Prueba de disolución catódica.**<sup>26</sup> Para la temperatura estándar de los recubrimientos de FBE expuestos durante 28 días a 75 °C (figura 22), el recubrimiento 935 mostró el menor radio medio de disolución catódica (~12,3 mm),

**Figura 21:** Apariencia típica de los especímenes de cizallamiento



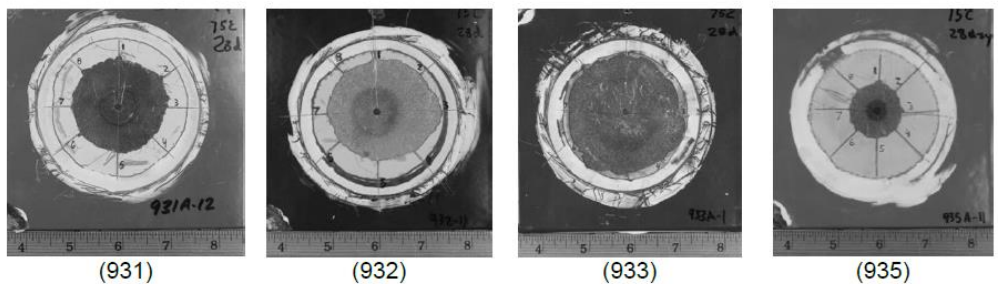
**Fuente:** *Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines* (C. Leonardo, P. Ricardo, N. Seth 2019)

mientras que los recubrimientos restantes 931, 932 y 933 mostraron radios medios de disolución catódica superiores a 27,6

<sup>29</sup> D. Melot, "Studies on the Bond Durability between the Steel and 3 Layers PE/PP Coatings in Hot/Wet Environment"

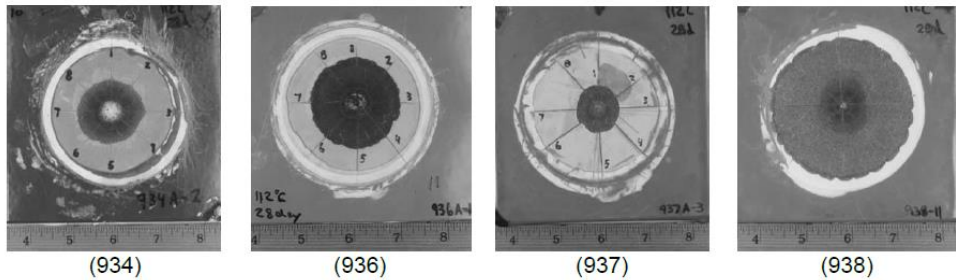
mm.<sup>30</sup> Para los recubrimientos de FBE de alta temperatura expuestos durante 28 días a 112 °C (figura 23), el recubrimiento 937 mostró el menor radio medio de disolución catódica (~11,1 mm), mientras que los recubrimientos 934 y 936 mostraron radios medios de disolución catódica de unos 18,5 mm. Para el recubrimiento 938, el radio de disolución catódica excedió el radio de la célula (disolución total del recubrimiento). Para la exposición de 90 días a 75 °C (figura 24), todos los recubrimientos de temperatura estándar mostraron un total de desprendimiento del recubrimiento. Para la exposición de 90 días a 112 °C (figura 25), todos los recubrimientos de alta temperatura (excepto el recubrimiento 937) mostraron un total de desprendimiento de los recubrimientos. El recubrimiento 937 exhibió radios de disolución catódica de 20,5-29,2 mm.

**Figura 22:** Imágenes de las muestras de FBE durante 28 días a 75 °C



<sup>30</sup> ASTM D4541 (latest revision), “Standard Test Method for Pull-Off Strength of Coatings using Portable Adhesion Testers”

**Figura 23:** Especímenes de FBE sometidos a la disolución catódica durante 28 días a 112 °C

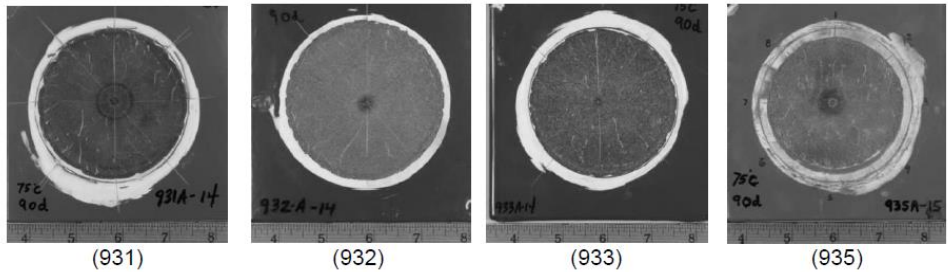


**Fuente:** Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines (C. Leonardo, P. Ricardo, N. Seth 2019)

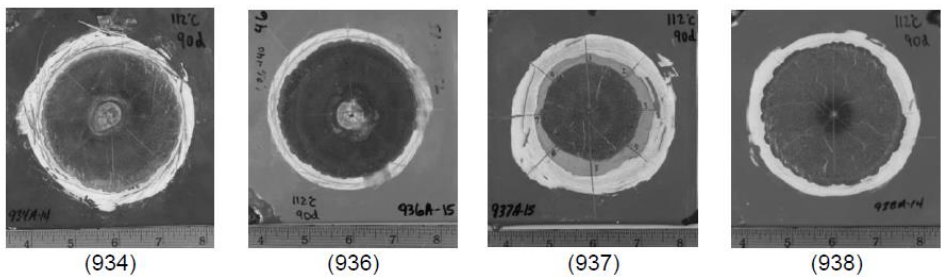
La duración de la prueba es uno de los parámetros más controvertidos de las pruebas de delaminación catódica. En general, la prolongación de la duración del ensayo puede proporcionar información útil sobre las diferentes etapas de la desagregación del revestimiento. Las primeras etapas de la desarticulación del revestimiento implican la formación de microgrietas bajo el revestimiento adyacente a la cubierta, seguida de la ruptura de la interfaz entre el revestimiento y el sustrato.

La concentración de oxígeno disuelto en la solución (que es una función de la temperatura de la solución) desempeña un papel importante en la cinética de la disolución catódica, especialmente en las pruebas a largo plazo.

**Figura 24:** Muestras de FBE de temperatura estándar sometidas a disolución catódica durante 90 días a 75 °C



**Figura 25:** Especímenes de FBE sometidos a la disolución catódica durante 90 días a 112C°



**Fuente:** Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines (C. Leonardo, P. Ricardo, N. Seth 2019)

Basándose en los resultados de la calificación anterior y siguiendo las directrices de ingeniería en la evaluación de una clasificación ponderada para cada prueba realizada, se construyó una matriz de clasificación. La clasificación se realizó para determinar los mejores resultados de los recubrimientos. La clasificación de los revestimientos se calculó en base a la evaluación de las propiedades iniciales, las propiedades de los revestimientos después del envejecimiento y la disolución catódica del revestimiento. La clasificación se construyó tanto para los recubrimientos estándar y de alta temperatura como para los FBE

combinados estándar/alta temperatura. Para el cálculo de la clasificación de los recubrimientos combinados de temperatura alta y estándar, se utilizaron las pruebas que coincidían con los recubrimientos que tenían estas características. Los factores de ponderación asignados a las propiedades iniciales, el envejecimiento y la disolución catódica fueron 30, 40 y 30, respectivamente. Las magnitudes de los factores se distribuyeron a cada prueba de acuerdo con la importancia global de las pruebas. Se calculó una puntuación global sumando todos los contribuyentes de calificación de las pruebas individuales. Las clasificaciones propuestas, de mejor a peor, son las siguientes:

- Para la temperatura estándar de los recubrimientos FBE, recubrimiento 935 > recubrimiento 931 > recubrimiento 932 > recubrimiento 933
- Para los recubrimientos de FBE de alta temperatura, recubrimiento 936 > recubrimiento 937 > recubrimiento 938 (a rechazar en base al ensayo de disolución catódica) > recubrimiento 934 (a rechazar en base al ensayo de flexibilidad)
- Para los revestimientos combinados de FBE de temperatura estándar/alta, revestimiento 935 > revestimiento 936 > revestimiento 937 > revestimiento 938 (a rechazar en base al ensayo de disolución catódica) > revestimiento 931 > revestimiento 934 (a rechazar en base al ensayo de flexibilidad) > revestimiento 932 > revestimiento 933

La limitación de utilizar los revestimientos de FBE de temperatura estándar o de alta temperatura viene dictada por la temperatura de

servicio. Si la temperatura es superior al valor  $T_g$  húmedo de los revestimientos estándar de FBE, entonces, se requiere un revestimiento para alta temperatura (y también se necesitan capas de polipropileno). Por otra parte, si la temperatura de servicio es inferior a la  $T_g$  húmeda de los revestimientos estándar, entonces, el revestimiento autónomo de FBE 935 o el revestimiento 936 (con capas de polipropileno) puede ser una opción.

## 4.2 VIBRACIONES EN TUBERÍAS OFFSHORE

**4.2.1 Metodología de modelado de CFD.**<sup>31</sup> Al principio del estudio se utilizó una tubería recta para fines de validación y luego, más tarde, un saltador en forma de M para simular una tubería offshore.

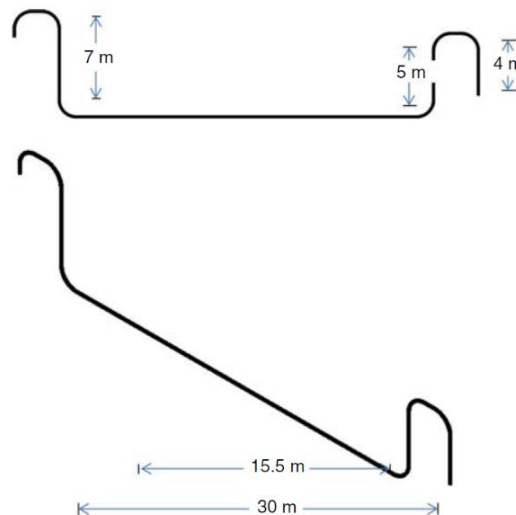
En la simulación se utilizó un puente en forma de M con un diámetro de 25 cm y una envergadura suspendida de 30 m, como se evidencia en la figura 26. El saltador en forma de M tenía seis codos afilados. Se suponía que los saltadores estaban fijos en ambos extremos bajo el mar, y la fuerza gravitacional actuaba en la dirección Z descendente. El software utiliza un método de volumen finito basado en elementos para discretizar el dominio computacional con una malla fina. El flujo de lechada de hidratos a través de los puentes fue resuelto usando la ecuación de *Reynolds* de *Navier-Stokes*. La densidad del fluido portador del flujo de

---

<sup>31</sup> Jujuly, M. M., Rahman, Mohammad Azizur, Maynard, Aaron, and Matthew Adey. "Hydrate-Induced Vibration in an Offshore Pipeline."

hidratación y la viscosidad son 1000 kg/m<sup>3</sup> y 0,001 Pa·s, respectivamente, y la densidad de la fase de hidratación es de 1138 kg/m<sup>3</sup>. Estos valores se tomaron de *Balakin y otros 2010a*.<sup>32</sup> Se supuso que el hidrato ya se había formado en el flujo, por lo que no se simuló la cinética de formación de hidratos, y además que tenían un tamaño medio de partícula de 70 mm. El flujo se consideró turbulento e isotérmico, sin que se produzca ninguna transferencia de masa entre fases.

**Figura 26:** Geometría en tres dimensiones de saltador de tubería con forma M



**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

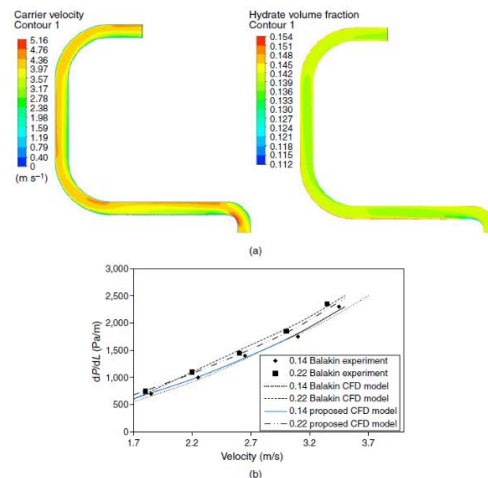
**4.2.2 Validación.** Los códigos CFD utilizados en este estudio se validaron utilizando los resultados de los estudios experimentales y numéricos producidos en *Balakin y otros 2010a*.<sup>32</sup> Los autores utilizaron un tubo de cloruro de polivinilo transparente de 2,3 m de

<sup>32</sup> Balakin, B. V., Hoffmann, A. C., Kosinski, P. et al. 2010a. Turbulent Flow of Hydrates in a Pipeline of Complex Configuration.

longitud y 4,52 cm de diámetro. La instalación tenía dos tubos con curvaturas de 90° con radios mayores de 165 mm y tres curvas de 90° de radios mayores de 60 mm. El experimento se realizó a presión atmosférica con agua como fluido portador y el freón R11 como hidrato. El análisis de los resultados para este caso de simulación se comparó con los del experimento y datos numéricos en *Balakin y otros 2010a*<sup>32</sup> y se encontró que los resultados coincidían bien con esos datos, como se evidencian en la figura 27(a).

De la figura 27(b), también se puede observar que el gradiente de presión aumenta con la velocidad de la fase portadora. Cuando la fracción de volumen de hidratos aumenta, el gradiente de presión también aumenta. Los códigos CFD propuestos fueron ampliados para predecir el flujo de hidratos para un saltador rígido.

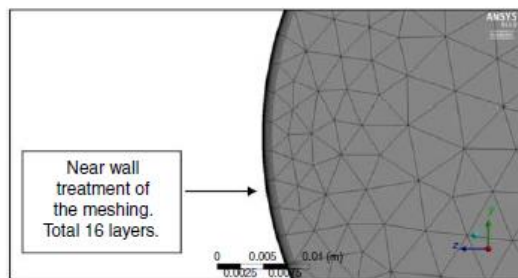
**Figura 27:** (a) Diagramas de contorno (b) Comparación de los resultados de la simulación.



**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

**4.2.3 Malla.** En esta simulación, se utilizó una malla tetraédrica refinada y no estructurada. Los remolinos turbulentos cerca de la pared eran minúsculos, y se requería una consideración especial para obtener buenos resultados de la CFD. Para ello, se encontró que la malla cerca de la pared necesita ser lo suficientemente refinada para resolver los pequeños remolinos turbulentos figura 28. <sup>31</sup>

**Figura 28:** Tratamiento en la pared cercana.



**Fuente:** Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

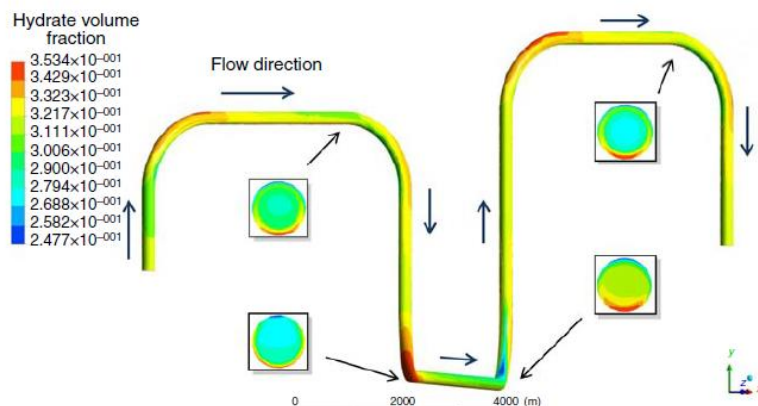
**4.2.4 Condiciones límites.** Para la tubería recta, el dominio se dividió en diferentes subsecciones: entrada, salida y pared. El límite de entrada se estableció como la velocidad de entrada, con la velocidad del fluido en el rango de 1,7-3,5 m/s. La condición límite de salida fue establecida como la presión de salida. Los parámetros de los modelos y las condiciones límite se resumen en la tabla 17 ANEXO 20. El algoritmo de presión implícito con división de operadores se usó con un diagrama de resolución de acoplamiento presión-velocidad. El paso del tiempo fue de 0.001 segundos, y el tiempo total de simulación fue de 12 segundos. El número total de las iteraciones realizadas fueron de un mínimo de 12.000. Cada

iteración duró aproximadamente 6 segundos, y los resultados tardaron aproximadamente 20 horas de tiempo de simulación.

El gradiente de presión experimental se obtuvo de los sensores de presión. El promedio de los gradientes de presión medidos se obtuvo utilizando la técnica de equivalencia de longitudes. La fracción de volumen de hidratos en el saltador se presenta utilizando condiciones límite similares y un esquema de malla similar. Sin embargo, la velocidad de entrada y el diámetro interno (ID) del saltador eran mayores en comparación con el tubo recto.

La velocidad fue simulada hasta un valor de 10 m/s y la identificación fue de 25 cm. Como se indica en la figura 29, las fracciones de volumen de hidratos cerca de los codos son mayores en comparación con la ubicación recta del saltador. Debido al efecto de la gravedad, las partículas de hidratos tienen la tendencia a acumularse a lo largo de las regiones de la curva.<sup>31</sup>

**Figura 29:** Vista frontal y transversal de la fracción de volumen de hidratos



**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

**4.2.5 Vibración inducida por hidratos.** Los datos de flujo interno del oleoducto (principalmente datos de gradiente de presión) se exportaron al programa FEA y se realizó un estudio FSI (Interacción Fluido-Estructura). El procedimiento de análisis numérico de la FSI se muestra en la figura 35. (ANEXO 21)

El modelo FEA del oleoducto fue desarrollado usando un modelo estructural estático FSI de ANSYS Fluent. La información de flujo de los resultados del CFD fue importada al modelo estructural estático, y se analizó la tensión y la deformación total de las tuberías resultantes del FIV. la tabla 3 muestra las propiedades del material de un levantador.

**Tabla 3:** *Propiedades del material de un levantador.*

	<b>Propiedades</b>	<b>Valores</b>
<b>Sección transversal</b>	Diámetro externo (cm)	26.50
	Espesor de pared (cm)	1.50
<b>Propiedades del material (Acero)</b>	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	7850
	Módulo de Young's (Pa)	2x10 <sup>11</sup>
	Relación de Poisson's	0.3

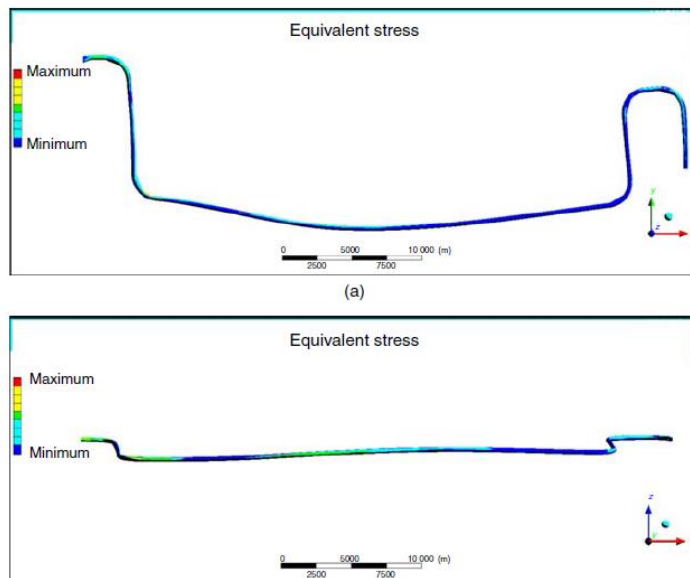
**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)*

## 4.2.6 Resultado y discusión.<sup>31</sup>

**4.2.6.1 Análisis del estrés del saltador.** Hasta que se cumplan los criterios de convergencia especificados, el sistema seguirá resolviendo. Cuando la estructura sólida de la tubería interactúa con el flujo de fluido en su interior, el gradiente de presión del fluido ejerce una fuerza sobre la pared de la tubería. Usando esta fuerza, el software calcula la tensión en la estructura de la tubería. La tensión equivalente (o tensión de *von Mises*) se calculó variando la fracción de volumen de hidratos, como se presenta en las figuras 30 y 31. Se observó que la tensión máxima desarrollada por la fracción de volumen de hidratos del 37,8% (28 MPa) fue mayor que la tensión máxima (18 MPa) desarrollada por la fracción de volumen de hidratos del 14%. Cuando una fracción de volumen de hidratos más alta pasa a través del saltador, el impacto de la partícula de hidratos es mayor, lo que a su vez aumenta el desarrollo del estrés. Se observó que el estrés no se desarrollaba por igual en todos los lugares de la superficie del saltador. Los valores de tensión máxima en el puente son críticos para su integridad estructural. Se espera que la deformación del saltador sea mayor en estos lugares, lo que hará que el saltador acabe fallando cuando alcance la deformación crítica. El desarrollo desigual del estrés es un artefacto de la geometría no uniforme del saltador. Las fracciones de mayor volumen también generan mayor tensión en los codos.

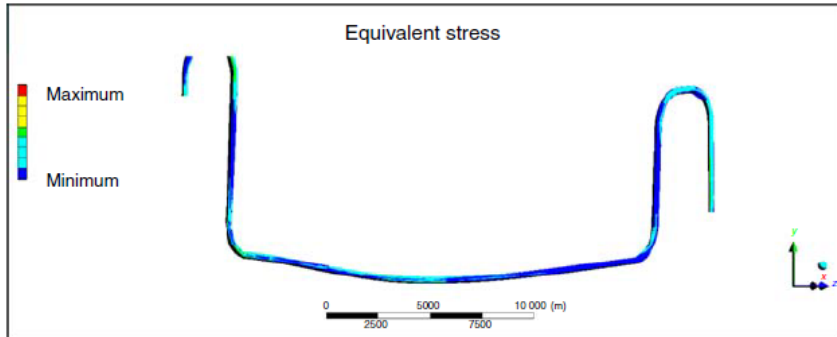
**4.2.6.2 Efecto del volumen de hidratos en el desarrollo del estrés.** La formación de estrés resultante del cambio de la fracción de volumen de hidratos se presenta en la figura 32. Una mayor fracción de volumen de hidratos induce un mayor impacto en la estructura del saltador y, en consecuencia, mayores tensiones.

**Figura 30:** Estrés desarrollado en un saltador: (a) vista frontal y (b) vista lateral con 14% de fracción volumétrica de hidratos



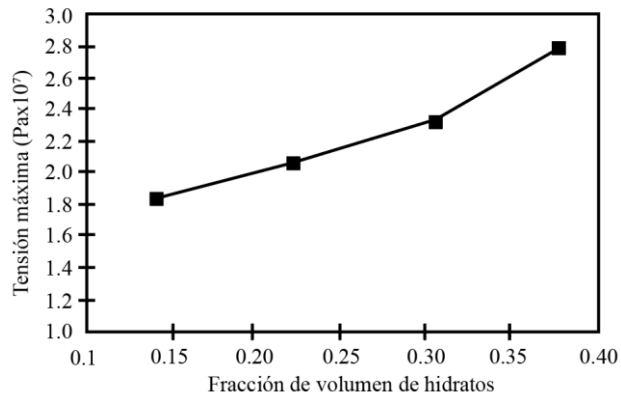
**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey (2019))

**Figura 31:** Estrés desarrollado en levantador con 37.8% de fracción volumétrica de hidratos



**Fuente:** Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

**Figura 32:** Máxima formación de equivalente-estrés con cambio de fracción de volumen de hidratos.

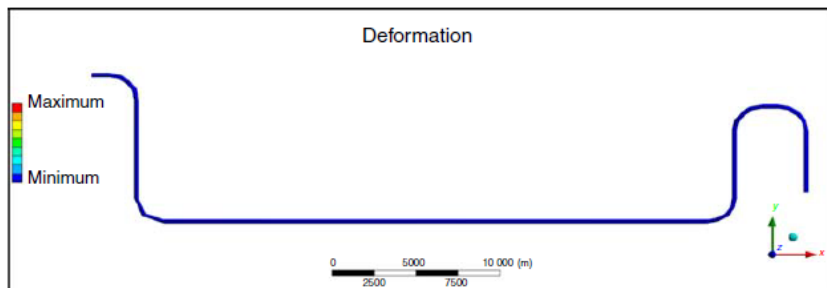


**Fuente:** Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

**4.2.6.3 Efecto del volumen de hidratos en la deformación del saltador.** Cuando no hay flujo de hidratos en el saltador, no se desarrolla ninguna tensión y no se produce ninguna deformación en el saltador porque no hay impacto de las partículas de hidratos, como se muestra en la figura 33. Por el

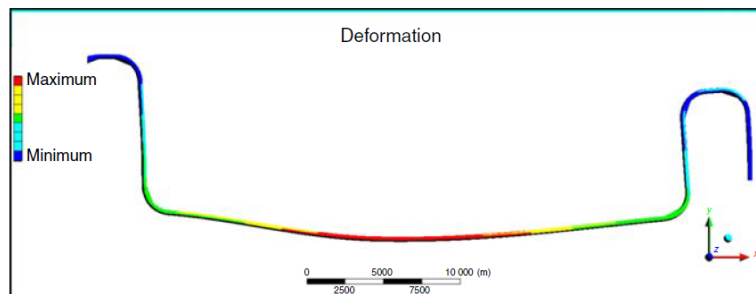
contrario, cuando un hidrato fluye a través del saltador, el saltador sufre tensiones y deformaciones debido al alto impacto de las partículas de hidrato, como se muestra en la figura 34. En un flujo monofásico, no hay ninguna anomalía de flujo dentro de la tubería y la caída de presión ocurre sólo como un resultado de los componentes friccionales y estáticos del flujo. Por otro lado, cuando se forma un hidrato en una tubería, el flujo monofásico gira al flujo de lodo (flujo multifásico).<sup>29</sup>

**Figura 33:** Saltador sin deformaciones.



**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

**Figura 34:** Saltador con deformaciones.

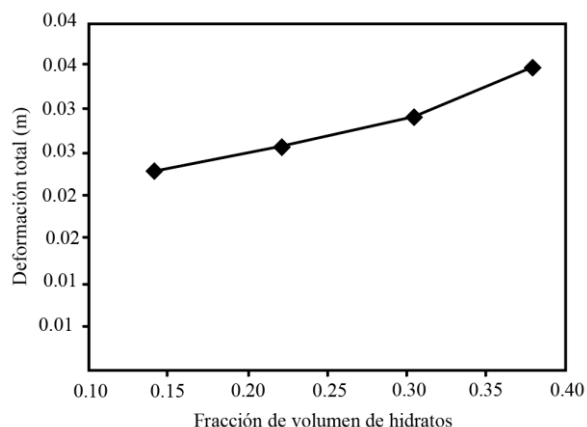


**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

Por lo tanto, la caída de presión no puede ser calculada usando la tradicional caída de presión friccional y estática. Debido al aumento de la anomalía del flujo de hidratos, la presión en la pared de la tubería sólida en el flujo multifásico es mucho más alto que el del flujo monofásico. Debido a este efecto de mayor presión, las deformaciones en la tubería también son mayores.

La deformación resultante del cambio del flujo de la fracción de volumen de hidratos en el puente se presenta en la figura 35 en la que, si la fracción de volumen de hidratos aumenta del 15 al 37%, la deformación del puente aumenta de 0.022 a 0.035 m. La deformación podría causar la ruptura y el fallo estructural en la línea de flujo, lo que podría dar lugar a un acontecimiento catastrófico. La falla del puente ocurre debido a la acumulación de alta presión en las paredes de la tubería por las altas tasas de flujo y la alta fracción de volumen de hidratos.

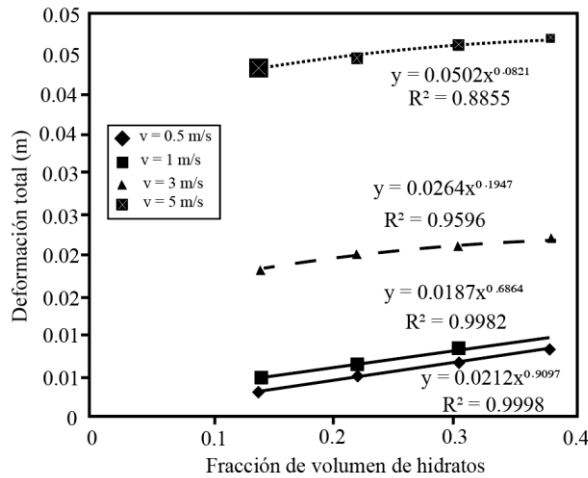
**Figura 35:** Deformación total con incremento de la fracción volumétrica de hidratos.



**Fuente:** *Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline* (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

El análisis de sensibilidad para los parámetros de flujo, como la fracción de volumen de hidratos y la velocidad de flujo, proporciona una mayor comprensión del fenómeno del flujo de hidratos en geometrías de puente complejas, como se presenta en la figura 36.

**Figura 36:** Efecto de la velocidad y la fracción de volumen de hidratos en la deformación.



**Fuente:** Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

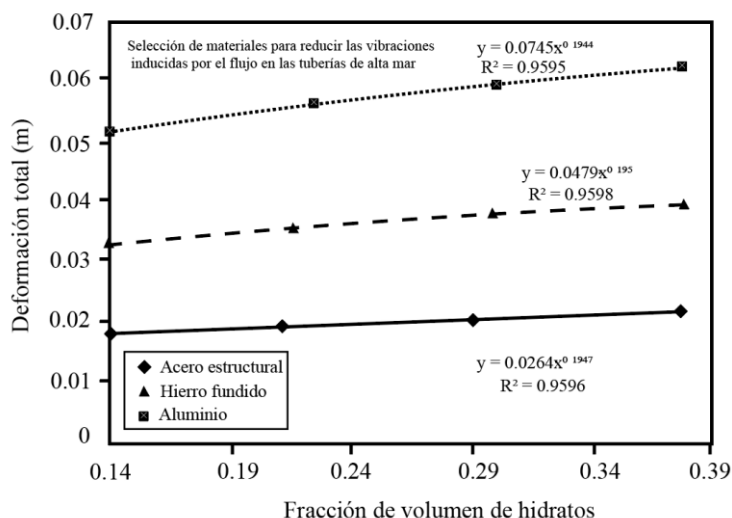
Los resultados muestran que la deformación total de las secciones en el puente aumenta con el incremento de la fracción de volumen de los hidratos. También muestra que la mínima deformación de la tubería ocurre a velocidades de fluido muy bajas. Por lo tanto, la identificación de las regiones de máxima tensión y deformación que se producen para diversas condiciones de flujo dentro del oleoducto ayudará a los operadores con la información necesaria para tomar medidas preventivas contra las fallas estructurales. Si una fracción de mayor volumen de hidrato (más partículas sólidas) fluye a través del puente, inducirá más tensión cinética en la

tubería. Este estrés cinético causará el ejercicio de una mayor fuerza de presión en la tubería. Una mayor fuerza de presión a cambio inducirá más deformación en la estructura de la tubería. Sin embargo, como resultado de la anomalía, la deformación de la tubería no es uniforme en cada sección del puente. A partir del actual modelo CFD combinado, es posible detectar la zona de máxima deformación en una tubería, lo que ayudará a los ingenieros a tomar medidas preventivas contra cualquier tipo de peligro operacional.

Los efectos de los diferentes materiales estructurales en la deformación se muestran en la figura 37. Se evidencia que la deformación incrementa aumentando el número de *Reynolds* porque la inercia del flujo aumenta con el número de *Reynolds*. También se observó que el aluminio se sometió a deformación máxima, deformación intermedia del hierro fundido y deformación mínima del acero.

La elección del material adecuado para la estructura de los puentes reducirá el riesgo de fallos estructurales y evitará los peligros operacionales. Diferentes materiales estructurales tienen diferentes respuestas y los operadores pueden elegir convenientemente los materiales estructurales de la tubería de partículas sobre la base del código CFD desarrollado en este estudio.

**Figura 37:** Efecto de los materiales de construcción en la deformación.



**Fuente:** Hydrate-Induced vibration in an Offshore Pipeline (M.M. Jujuly, M. A. Rahman, A Maynard, M. Adey 2019)

### 4.3 INHIBIDORES DE CORROSIÓN <sup>33</sup>

#### 4.3.1 La interfase. (ANEXO 22)

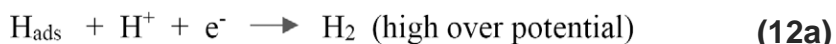
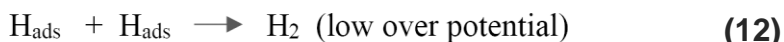
#### 4.3.2 La interfaz. (ANEXO 22)

#### 4.3.3 La molécula de agua. (ANEXO 22)

**4.3.4 Hidrógeno.**<sup>33</sup> En condiciones ácidas, típicas de las asociadas a la producción de aguas de formación que contienen dióxido de carbono disuelto y/o sulfuro de hidrógeno y posiblemente ácidos grasos volátiles orgánicos junto con hidrocarburos, la reacción de corrosión catódica predominante es

<sup>33</sup> Nuttall, Robert Horan. "A Pragmatic Approach to Corrosion Inhibition of Offshore Pipelines Transporting Produced Hydrocarbons."

la descarga de iones de hidrógeno (ecuación 11) y la posterior evolución de gas hidrógeno, (ecuación 12), (ecuación 12a).



Los inhibidores de la corrosión por formación de película no deberían afectar negativamente al proceso de recombinación del hidrógeno, (ecuación 40 y 40<sup>a</sup>) debido a la probabilidad de aumentar la velocidad de entrada del hidrógeno en el metal. Incluso cuando se inhibe la corrosión, no debe ignorarse el potencial de daño por hidrógeno.

**4.3.5 Tubería.**<sup>33</sup> Las secciones anteriores han puesto de manifiesto la naturaleza compleja de la interfase, la interfaz y la metalurgia, incluso cuando se limita al comportamiento ideal de las especies individuales. Es necesario pasar a situaciones y circunstancias reales. La composición química de los aceros al carbono utilizados para la fabricación de tuberías en alta mar que transportan hidrocarburos producidos se recoge en la especificación estándar API 5L para tuberías <sup>34</sup>. La tabla 20A-B ANEXO 23 ofrece algunas composiciones químicas típicas para varios grados de resistencia y un análisis composicional detallado de una tubería de grado X65.

La placa madre utilizada para formar la tubería con costura se somete a procesos de laminado/termomecánico y de soldadura,

---

<sup>34</sup> *API 5L Specification for Linepipe*, 2008

mientras que las tuberías sin costura se someten a procesos de temple y revenido. El tubo formado también puede ser sometido a procesos de enderezamiento y correcciones dimensionales. Todos estos procesos tienen un impacto en la superficie del metal que eventualmente se enfrentara al ambiente corrosivo y a las moléculas inhibidoras de la corrosión.

Tras la eliminación de la capa de óxido formada durante la fabricación, la superficie del metal está compuesta predominantemente por hierro y carburos de hierro. La consideración de la composición del metal en términos de porcentaje atómico ofrece una mejor apreciación de la distribución de los átomos de aleación/impureza que pueden esperarse en la superficie del metal, véase la tabla 21A-B. ANEXO24 Las moléculas del inhibidor deben ser indiferentes y no verse afectadas por las especies poco comunes, incluso cuando están presentes en grupos o como compuestos intermetálicos.

En el caso del X65, el balance de hierro es de 97,67% en peso.

Los consumibles de soldadura utilizados en la fabricación de la tubería deben producir una unión que supere el límite elástico real de la tubería y que al mismo tiempo satisfaga los requisitos de tenacidad. Las composiciones químicas de algunos consumibles típicos de soldadura X65 se indican en la tabla 22. ANEXO 25

Los balances porcentuales restantes de hierro que componen el consumible de soldadura son:

1. 97.27%

2. 98.07%

3. 95.86%

No sólo el metal de aportación de la soldadura introduce una composición diferente, sino que la aplicación del proceso de soldadura da lugar a la fusión del metal base que se mezcla con el metal de aportación de la soldadura para formar una línea de fusión. Después de establecer la raíz de la soldadura y la pasada en caliente, las siguientes pasadas de relleno someten a la raíz de la soldadura y a las zonas adyacentes afectadas por el calor a una serie de ciclos térmicos que permiten el movimiento de los átomos, el alivio de la tensión, la formación de estructuras intermetálicas, en ausencia de gas de apoyo, de óxidos. Al igual que con los procesos que se producen en la interfase inmediatamente adyacente a la superficie metálica expuesta, los efectos de los ciclos térmicos y los cambios de composición son complejos y variados en grado extremo. La principal diferencia es que el ciclo térmico es transitorio. Es el impacto del ciclo térmico y los cambios de composición en la superficie de los metales expuestos posteriormente a los fluidos corrosivos lo que resulta primordial en lo que respecta a la capacidad de los inhibidores de la corrosión para seguir siendo eficaces.

**4.3.6 La superficie interna de la tubería.** La exposición inicial de la superficie interna de la tubería a un inhibidor de corrosión que forme una película debe producirse al final del proceso de deshidratación o secado. En este último caso, lo más probable es que el inhibidor de la corrosión sea transportado en un líquido de

hidrocarburo y, aunque se requiera la formación de una película, lo más probable es que el producto químico (molécula del inhibidor) tenga una formulación significativamente diferente a la utilizada para la inyección continua durante las operaciones normales.<sup>33</sup>

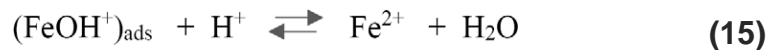
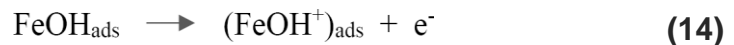
Antes de introducir el inhibidor de la corrosión en la tubería, se realiza una limpieza con cepillos adecuada (marraneo). Así, las moléculas del inhibidor pueden encontrarse con una superficie metálica desnuda, compuesta predominantemente por átomos de hierro y carburos de hierro con una distribución relativamente pequeña, pero no por ello menos significativa, con una superficie cubierta por una película relativamente fina de hidróxidos de hierro hidratados (productos de corrosión).

Para establecer o restablecer una película protectora, las moléculas del inhibidor de la corrosión deben adsorberse en la superficie del metal a un ritmo mayor que el de la disolución de los átomos de hierro y, en general, las moléculas del inhibidor deben ser significativamente indiferentes a todas las variables y variaciones.

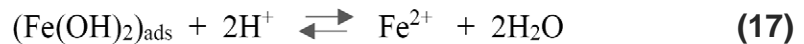
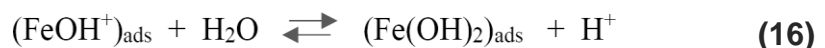
**4.3.7 El proceso de corrosión.**<sup>33</sup> La tasa de corrosión por dióxido de carbono experimentada por las tuberías de acero al carbono API 5L, ejemplos de composiciones químicas para algunos grados se dan en la Tabla 1, no varía significativamente dado un funcionamiento similar. de algunos grados en la Tabla 1, no varía significativamente en condiciones de funcionamiento similares. condiciones de funcionamiento similares. Históricamente, la corrosión por dióxido de carbono en las tuberías de alta mar se ha

denominado corrosión de mesa basada en la morfología de la pérdida de metal. Cuando la corrosión bajo depósito y la corrosión inducida por microbios son las principales fuerzas motrices, la pérdida de metal puede dar lugar a una canalización alrededor de la posición de las 6 horas. La capacidad de los inhibidores de la corrosión para penetrar en las escamas y los depósitos o encerrarlos con una película hidrofóbica es un área de desarrollo.

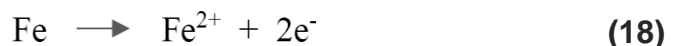
El proceso global de corrosión se resume en las ecuaciones 13 a 15



Las ecuaciones anteriores se consideran representativas de las reacciones que se producen cuando el pH es <4. En el rango  $4 < \text{pH} < 9$ , comúnmente encontrado en las aguas producidas, la secuencia de reacción se modifica, después de la reacción en la ecuación 15 se considera aplicable la siguiente secuencia de reacción, ecuaciones 16 y 17:



La reacción general sigue siendo la conocida



En el entorno offshore, la corrosión se ve con mayor frecuencia como un fenómeno macroscópico. No hay que olvidar que el proceso comienza a escala atómica y la conciencia del fenómeno que puede llegar a influir en la eficacia de un inhibidor de la corrosión que forme una película sólo puede apoyar el requisito de que las pruebas de rendimiento deben reproducir los materiales y las condiciones de funcionamiento lo más cerca posible.

**4.3.8 El inhibidor de la corrosión.** En la producción, el procesamiento y el transporte de petróleo y gas, una amenaza común de corrosión interna proviene de la presencia de ácido carbónico. La amenaza puede complementarse con la presencia de sulfuro de hidrógeno y/o ácidos grasos volátiles y un alto contenido de cloruro en la fase acuosa. La idoneidad de un inhibidor de corrosión específico depende del tipo de ácido(s), la actividad de las especies corrosivas, la temperatura, la presencia de sustancias orgánicas o inorgánicas disueltas, la velocidad de circulación del fluido, el régimen de flujo y la naturaleza del material o materiales a proteger. Independientemente de las novedades y complejidades de la unión metal/electrolito y la modelización del flujo de fluidos, como usuario final el requisito es que el producto funcione.

Para utilizar eficazmente los inhibidores de la corrosión, el inhibidor debe ser compatible con el medio ambiente ser económico y no sólo proporcionar protección al metal, sino también no causar efectos secundarios indeseables. Los requisitos fundamentales desde la perspectiva del comprador son la consistencia y la disponibilidad del producto.<sup>33</sup>

Los posibles proveedores y fabricantes deberán tener y aplicar los procedimientos de control de calidad pertinentes y ser capaces de proporcionar pruebas sustanciales que demuestren la aplicación de los requisitos de control de calidad, el muestreo y las pruebas de garantía de calidad, el lugar o los lugares de fabricación. de calidad, los lugares de fabricación, los lugares de almacenamiento y la vida útil de los productos que se consideren adecuados. adecuados. Los proveedores/fabricantes tienen experiencia y conocimiento de los productos que fabrican. La tarea de los usuarios finales es proporcionar a los proveedores/fabricantes las condiciones de funcionamiento y la química de los fluidos que se van a transportar, lo que les permitirá identificar y proponer productos que puedan resultar adecuados mediante una serie de pruebas.

**4.3.9 Pruebas de detección.**<sup>33</sup> Los productos comerciales son mezclas de varios componentes, que en algunos casos contienen más de veinte compuestos. Una formulación típica de inhibidores consta de un inhibidor activo, un agente humectante, un detergente, un agente antiespumante, un disolvente y posiblemente un cosolvente.

El alcance de un programa de pruebas de inhibidores de la corrosión suele depender de la experiencia del usuario y del uso histórico del producto específico.

**4.3.10 Pruebas de rendimiento.**<sup>33</sup> Las pruebas de detección iniciales facilitan la designación de los productos que pasarán a las pruebas de rendimiento. El rendimiento puede incluir tanto la

pérdida de peso como los métodos electroquímicos. Sin embargo, estos últimos ofrecen resultados en un periodo de tiempo relativamente corto, lo que es más adecuado para el proceso de selección de inhibidores.

## **5. CONCLUSIONES**

- 1.** En relación con lo anteriormente expuesto, se pudo deducir que este estudio no brindo la viabilidad técnica de la instalación de tuberías en plataformas offshore. En su lugar, se hizo un estudio de los programas y actividades realizados en la operación de forma analítica.
- 2.** Dentro del análisis expuesto, se logró realizar un plan de requerimientos técnicos, el cual conlleva una serie de programas y actividades que se deben tener en cuenta para realizar una instalación adecuada y eficiente, para el desarrollo de operaciones costa afuera, algunas de las consideraciones que se tuvieron en cuenta fueron: Prueba hidrostática, selección de recubrimiento, inundación de línea de flujo, detección de dobleces en tubería, etc.
- 3.** En cuanto a lo abordado con anterioridad, se basó este análisis documental bajo los diferentes parámetros técnicos reglamentados en las resoluciones 181495 y 40048, para el cumplimiento de actividades en plataformas offshore reguladas ante el ministerio de minas y energía, orientándolo hacia un plan de desarrollo seguro y eficiente, minimizando el riesgo operativo.
- 4.** En conclusión, la metodología usada para la selección de tuberías se basó en el estudio de sus ventajas y limitaciones, llegando a la respuesta que una de las mejores opciones es que se trabaje en conjunto con ambos sistemas de líneas de flujo, de esta forma se llevara a cabo un proyecto de manera exitosa. Contemplando que cada tubería, va a depender de a qué

condiciones se vea expuesta, siendo alguna de estas el máximo de carga hidrostática permitida.

**5.** Frente a la evidencia recaudada anteriormente, se concluyó que para la mitigación del riesgo operacional y ambiental, se requiere un óptimo desempeño del sistema de tuberías, el cual se verá reflejado en la realización de análisis de parámetros, los cuales nos indican si efectivamente el sistema cumple en su totalidad con los requerimientos estipulados para el transporte de fluidos, algunas variables a analizar son: Tamaño del oleaje, Presión y temperatura de funcionamiento, tipo de fluidos, entre otros.

**6.** En el aseguramiento del flujo en condiciones submarinas, donde se presentan la formación de hidratos o la depositación de partículas sólidas, este fenómeno no se ha demostrado en su totalidad. Debido a la inaccesibilidad de un oleoducto/gasoducto real en aguas profundas, es difícil determinar la influencia de todas las condiciones operativas críticas en tiempo real y las condiciones industriales a gran escala. Se observó que la tensión máxima desarrollada por la fracción de volumen de hidrato del 37,8% era mayor que la tensión máxima desarrollada por la fracción de volumen de hidrato del 14%.

**7.** Para llevar a cabo de forma exitosa la selección de un óptimo sistema de tuberías se implementó un documento base de diseño (DBD) donde su principal finalidad es la de exponer temas relevantes como cálculos de proyectos, informes, documentos contractuales, procedimientos de instalación, etc. Es debido a esto que se busca la implementación de un modelo batimétrico con el

fin de obtener información a nivel regional sobre la zona de interés mediante ecosondas cuyo objetivo es, calcular la profundidad de dicha zona para posteriormente analizar los datos obtenidos y de esta forma determinar que diseño de sistema se ajusta al proyecto.

**8.** Por último, el aporte establecido que se buscó generar en este documento es brindarle al ingeniero de petróleos o a cualquier lector una guía básica en la cual pueda tener como referencia los parámetros claves y las normativas establecidas para el diseño e instalación de tuberías en el área de producción offshore.

## **6. RECOMENDACIONES**

- 1.** Se sugiere seguir informándose sobre el progreso tecnológico obtenido día a día en la industria petrolera. Con las nuevas y avanzadas técnicas de la industria de los hidrocarburos, se podrá añadir un avance significativo en la exploración y explotación de energía en aguas ultra profundas.
- 2.** Se recomienda la implementación de una serie de programas y actividades, previas a desarrollar cualquier practica de explotación y exploración de hidrocarburos, teniendo en cuenta la información analizada para evaluar el éxito del proyecto.
- 3.** Para futuras investigaciones se recomienda poder realizar una viabilidad técnica, para la selección de tuberías frente a cualquier ambiente o condición a la que se vea expuesta la operación.
- 4.** Con el fin de continuar con los estudios e innovación en el campo offshore, se recomienda a los diferentes entes académicos, apostarle a la investigación y análisis de temáticas referentes a la exploración y explotación en plataformas costa afuera, siendo hoy en día uno de los principales temas de interés y posible futura inversión económica del país, con el propósito de mejorar la sostenibilidad energética.

## BIBLIOGRAFIA

AABOE, S., AND A. GRÜTTER. "A High-Performance Thermal Insulation Coating For Subsea Pipelines." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 1988.

A. SALIMI, M. KALMAN, L. YU. "Qualification of flexible fiber-reinforced pipe for ultradeep water applications – Update on phase 1 engineering and phase 2 prototype testing. Presented at Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 5–8, 2014.

ANDRE´ C. NOGUEIRA AND DAVID S. MCKEEHAN. 2005 Handbook of Offshore Engineering, Houston Texas: INTEC Engineering.

ANSYS.2019.Fluent,<https://www.ansys.com/products/fluids/ansys-fluent>.

API 17B Draft Fifth Edition, Recommended Practice for Unbonded Flexible Pipe (for API Ballot), August 2013.

API 17J Draft Fourth Edition, Specification for Unbonded Flexible Pipe (for API Ballot), August 2013.

API 5L Specification for Linepipe, 2008.

ASTM D1002 (latest revision), "Standard Test Method for Apparent Shear Strength of Single-Lap-Joint Adhesively Bonded Metal

Specimens by Tension Loading (Metal-to-Metal)" (West Conshohocken, PA: ASTM).

ASTM D4541 (latest revision), "Standard Test Method for Pull-Off Strength of Coatings using Portable Adhesion Testers" (West Conshohocken, PA: ASTM).

ASTM D714 (latest revision), "Standard Test Method for Evaluating Degree of Blistering of Paints" (West Conshohocken, PA: ASTM).

ASTM G42 (latest revision), "Standard Test Method for Cathodic Disbonding of Pipeline Coatings Subjected to Elevated Temperatures" (West Conshohocken, PA: ASTM).

BAI, Y. AND BAI, Q. eds., 2005. Subsea pipelines and risers. Elsevier, 2005.

BALAKIN, B. V., HOFFMANN, A. C., KOSINSKI, P. et al. 2010a. Turbulent Flow of Hydrates in a Pipeline of Complex Configuration. Chem Eng Sci 65 (17): 5007–5017.

BONNEFOY, O., GRUY, F., AND HERRI, J. M. 2005. Van der Waals Interactions in Systems Involving Gas Hydrates. Fluid Phase Equilib 231 (2): 176–187.

BURNS, A. D., FRANK, T., HAMILL, I. et al. 2004. The Favre Averaged Drag Model for Turbulent Dispersion in Eulerian Multi-Phase Flows. Paper presented at the 5th International Conference on Multiphase Flow, ICMF '04, Yokohama, Japan, 30 May–4 June. Paper Number 392.

CHIBUEZE, N.O., OSSIA, C.V., OKOLI, J.U., 2016. On the fatigue of steel catenary risers. J.Mech. Eng. 62 (12), 751–756. Melot, “Studies on the Bond Durability between the Steel and 3 Layers PE/PP Coatings in Hot/Wet Environment”, CORROSION 2010, paper no. 10001, (Houston, TX: NACE, 2010).

DNV RP B401 (1993). “Cathodic protection design”, Det Norske Veritas, Norway.

DNV Technical Report, Collapse of thick-walled pipeline for ultra-deepwater pipeline, Report no.2007-1867.

DNV-OS-C501 Composite Components, October 2010.

DRAZIC D.M. in Modern Aspects of Electrochemistry; Conway B.E.; Bockris J.O'M.; White R.E.,Eds.; Plenum Press: New York, 1989; Vol. 19, 69.

G TOGUYENI, C PFEIFFER, O CALISKANOGLU "Reduction of Tool Wear and Loads During Friction StirWelding of Steel for Pipeline Fabrication" MPWT19-14275, Dammam, Saudi Arabia November 2019.

H. Leidheiser Jr, W. Wang, “Some Substrate and Environmental Influences on the Cathodic Delamination of Organic Coatings”, Journal of Coatings Technology, Vol. 53, pp. 77-84, 1981.

J. PARKS AND H. LEIDHEISER, JR., “Ionic Migration through Organic Coatings and its Consequences to Corrosion”, Industrial and Engineering Chemistry Product Research and Development, Vol. 25, pp 1-6, 1986.

JIHAN HERDIYANTI Comparisons Study of S-Lay and J-Lay Methods for Pipeline Installation in Ultra Deep Water.

JUJULY, M., THODI, P., RAHMAN, M. A. et al. 2016. Computational Fluid Dynamics Modeling of Subsea Pipeline Leaks in Arctic Conditions. Paper presented at the Offshore Technology Conference, Arctic Technology Conference, St. John's, Newfoundland and Labrador, Canada, 24–26 October. OTC-27417-MS.

KUMAR, S. AND RAMKRISHNA, D. 1996. On the Solution of Population Balance Equations by Discretization II. A Moving Pivot Technique. Chem Eng Sci 51 (8): 1333–1342.

L. YU, A. DHAGAT, Y. YU, R. JOSHI. “Qualification of flexible fiber reinforced pipe downline for pipeline commissioning applications.” Presented at Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 6–9, 2013.

LAMBRAKOS, K. F. (1985). “Marine pipeline soil friction coefficients from in-situ testing”, Ocean Engineering, Vol. 12, No. 2, pp. 131–150.

LEONARDO CASERES & RICARDO PARDEY. 2019 Qualification Testing of External Pipeline Coatings for Subsea Pipelines, Houston Texas: NACE International.

LI, W., GONG, J., LU, X. et al. 2013. A Study of Hydrate Plug Formation in a Subsea Natural Gas Pipeline using a Novel High-Pressure Flow Loop. Pet Sci 10 (1): 97–105.

LUN, K. K., SAVAGE, S., JEFFREY, D. J. et al. 1984. Kinetic Theories for Granular Flow: Inelastic Particles in Couette Flow and

Slightly Inelastic Particles in a General Flow Field. *J Fluid Mech* 140 (1): 223–256.

M. KALMAN, L. YU, AL. SALIMI, J. LIU. “Qualification of flexible fiber-reinforced pipe for ultradeep water applications. Presented at Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 6–9, 2013.

M. KALMAN, L. YU, M. SEYMOUR, J. ERNI. “Qualification of Composite Armor Materials for Unbonded Flexible Pipe. Presented at Offshore Technology Conference, Houston, Texas, April 30 – May 3, 2012.

M.M. JUJULY, MOHAMMAD AZIZUR RAHMAN, A. MAYNARD AND MATTHEW ADEY. 2019 Hydrate-Induced Vibration in an Offshore Pipeline, San Antonio Texas: Society of Petroleum Engineers.

MARDI GRAS Oil and Gas Transportation System; (link: [https://www.offshore-technology.com/projects/mardi\\_gras/](https://www.offshore-technology.com/projects/mardi_gras/) access dtd. 14-09-2019).

MARK KALMAN, LIANG YU, AND CASEY DURR. 2014 Qualification of Unbounded Flexible Pipe to API and DNV Standards, Houston Texas: Offshore Technology Conference.

MCALLISTER, E. W. (1993). “Pipeline rules of thumb handbook”, (3rd ed.), Gulf Publishing Co., Houston, Texas.

NITESH SINHA (EIL) AND RAJ KISHORE (EIL), at ASME IOGPC 2015-7932, 2015, New Delhi; papertitled “Deepwater Pipeline Challenges” published; (link:<https://asmedigitalcollection.asme.org/IOGPC/proceedings->

abstract/IOGPC2015/56468/V001T01A003/265120  
on14-09-2019).

Accessed

NITESH SINHA AND NAWIN SINGH. 2019 Deepwater Pipelines Installation Risks and Challenges, Abu Dhabi: Society of Petroleum Engineers.

NOGUEIRA, A. C. AND LANAN, G. A. (2000). "Rational modeling of ultimate pipe strength under bending and external pressure", Int. Pipeline Conf., Calgary, Canada.

NORWEGIAN TECHNOLOGY CENTRE, 2002. NORSOK Standard M-001 Materials Selection. Norwegian Technology Centre, Norway.

NUTTALL, ROBERT HORAN. "A Pragmatic Approach to Corrosion Inhibition of Offshore Pipelines Transporting Produced Hydrocarbons." Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, March 2018.

ORCINA, 2014. OrcaFlex User Manual (Cumbria, UK).

PATANKAR, S. 1980. Numerical Heat Transfer and Fluid Flow. Boca Raton, Florida, USA: CRC Press.

PERITUS INTERNATIONAL, UK, Base Case & Extended Routes Installation Assessment, doc. no.31-00101-REP-IIDP-Y-0048.

R JONES AND K YAMADA " Heavy Wall Linepipe and Welding Solutions for HP/HT Pipelines"OTC-29430-MS, Houston, Texas May 2019.

Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems, API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E) FIFTH EDITION, OCTOBER 1, 1991.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS, Resolución 181495 (2009).

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍAS, Resolución 40048 (2015).

RICHARD LLOYD JONES, DANIEL KARUNAKARAN, AND GREGORY TOGUYENI. 2020 Challenges for Design, Manufacture and Installation of HP/HT Risers for Deep Water, Houston Texas: Offshore Technology Conference.

SARPKAYA, T. AND ISAACSON, M. (1981). *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*, Van Nostrand Reinhold Company, New York.

SSPC PA-2 (latest revision), "Measurement of Dry Coating Thickness with Magnetic Gages" (Pittsburgh, PA: SSPC).

T. KAMIMURA AND H. KISHIKAWA, "Mechanism of Cathodic Disbondment of Three-layer Polyethylene – Coated Steel Pipe", *Corrosion*, Vol. 54, p. 979, 1998.

Y.H BAEK, M.K. CHUNG, S.M. SON, E.H. SONG, C.S. SHIN, AND K.K. BAEK, "Reliability on Coating Pull-off Adhesion Strength Test", *CORROSION 2009*, paper no. 09007, (Houston, TX: NACE, 2009). Andre´ C. Nogueira and David S. Mckeehan. 2005 *Handbook of Offshore Engineering*, Houston Texas: INTEC Engineering.

## ANEXOS

### ANEXO1: Caída de presión

1. Las velocidades de flujo en las líneas de líquido pueden calcularse mediante la siguiente ecuación derivada:

$$V_1 = \frac{0.012 Q_1}{d_i^2}$$

Donde:

$V_1$  = Velocidad promedio del flujo [pies/s]

$Q_1$  = Tasa de flujo, [barriles/día]

$d_i$  = Diámetro interno de la tubería, [pulgadas]

2. La caída de presión (psi por cada 100 pies de longitud de flujo) para las líneas de líquido monofásico puede calcularse utilizando la siguiente ecuación (Fanning):

$$\Delta P = \frac{0.00115 f Q_1^2 S_1}{d_i^5}$$

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión, [psi/100 pies]

$f$  = Factor de fricción de Moody, [adimensional]

$Q_1$  = Tasa de flujo, [barriles/día]

$S_1$  = Gravedad específica del líquido (agua = 1)

$d_i$  = Diámetro interno de la tubería, [pulgadas]

3. El factor de fricción Moody,  $f$ , es una función del número de Reynolds y la rugosidad de la superficie del tubo. El diagrama Moody modificado ANEXO G, puede utilizarse para determinar el factor de fricción una vez que se conoce el número Reynolds. El número de Reynolds puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$Re = \frac{\rho_l d_f V_1}{\mu_l}$$

Donde:

$Re$  = Numero de Reynolds, [adimensional]

$\rho_l$  = Densidad del liquido

$d_f$  = Diámetro interno de la tubería, [pies]

$V_1$  = Velocidad del flujo de líquido, [pies/segundos]

## ANEXO 2: NPSH aplicación de bomba

$$NPSH_a = h_p - h_{vpa} + h_{st} - h_f - h_{vh} - h_a$$

Donde:

$h_p$  = cabeza de presión absoluta debido a la presión, atmosférica o de otro tipo, en la superficie del líquido que va a la succión, pies de líquido.

$h_{vpa}$  = la presión de vapor absoluta del líquido a la temperatura de succión, pies de líquido.

$h_{st}$  = cabeza estática, positiva o negativa, debido al nivel de líquido por encima o por debajo de la línea de referencia (línea central de la bomba), pies de líquido.

$h_f$  = cabeza de fricción, o pérdida de cabeza debido a la fricción fluida en la tubería de succión, incluyendo pérdidas de entrada y salida, pies de líquido.

$h_{vh}$  = cabeza de velocidad =  $\frac{V_1^2}{2g}$ , pies de líquido

$h_a$  = cabeza de aceleración, pies de liquido

$V_1$  = velocidad del líquido en la tubería, pies/segundo.

$g$  = Constante gravitacional (normalmente 32.2 pies/segundos<sup>2</sup>)

### ANEXO 3: Cabeza de aceleración

$$h_a = \frac{LV_l R_p C}{Kg}$$

Donde:

$h_a$  = cabeza de aceleración, pies de líquido

$L$  = longitud de la línea de succión, pies (longitud real, no equivalente).

$V_l$  = velocidad media del líquido en la línea de succión, pies/segundo.

$R_p$  = velocidad de la bomba, revoluciones por minuto.

$C$  = constante empírica para el tipo de bomba:

= 0,200 para simplex doble acción;

= 0.200 para doble acción simple;

= 0,116 para doble acción dúplex;

= 0.066 para triplex de acción simple o doble;

= 0.46 para quintuple simple o doble acción;

= 0.028 para septuplex de acción simple o doble.

**NOTA:** La constante  $C$  variará de estos valores para relaciones inusuales de la longitud de la varilla al radio de la manivela.

$K$  = un factor que representa el recíproco de la fracción de la cabeza de aceleración teórica que debe proporcionarse para evitar una perturbación notable en la tubería de succión:

= 1,4 para un líquido casi sin compresibilidad (agua desairada);

= 1,6 para la amina, el glicol, el agua;

= 2,0 para la mayoría de los hidrocarburos;

= 2,5 para un líquido relativamente comprimible (aceite caliente o etano).

$g$  = Constante gravitatoria (Normalmente 32.2 pies/segundos<sup>2</sup>)

#### ANEXO 4: Espesor de la pared

a. Ecuación de caída de presión general.

$$P_1^2 - P_2^2 = 25.2 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{d^5}$$

Donde:

$P_1$  = Presión aguas arriba, [Psia]

$P_2$  = Presión aguas abajo, [Psia]

$S$  = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

$Q_g$  = Tasa de flujo de gas, MMscfd (a 14.7 psig y 60 °F)

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas (Referido de GPSA)

$T_1$  = Temperatura de flujo, °R

$f$  = Factor de fricción de Moody, [adimensional]

$d$  = ID de la tubería, [pulgadas]

$L$  = Longitud, [pies]

Reordenando la ecuación 6 y resolviendo para  $Q_g$ , tenemos:

$$Q_g = 0.199 \left[ \frac{d^5 (P_1^2 - P_2^2)}{Z T_1 f L S} \right]^{1/2}$$

Se puede hacer una aproximación de la ecuación 6 cuando el cambio de presión es menor del 10% en la presión de entrada. Si esto es cierto, podemos hacer la suposición:

$$P_1^2 - P_2^2 \cong 2P_1(P_1 - P_2)$$

Sustituyendo en la Ecuación 1.6 tenemos:

$$\Delta P = 12.6 \frac{SQ_g^2 Z T_1 f L}{P_1 d^5}$$

b. Caída de presión empírica. Se han desarrollado varias ecuaciones empíricas para evitar resolver el Factor de Fricción de Moody. Todas las ecuaciones están diseñadas según la ecuación de flujo general con varias suposiciones relativas al Número de

Reynolds. La ecuación más común de caída de presión irónica para el flujo de gas en las tuberías de las instalaciones de producción es la ecuación de Weymouth que se describe a continuación:

### 1. Ecuación de Weymouth

Esta ecuación se basa en las mediciones del aire comprimido que fluye en tuberías que van de 0,8 a 11,8 pulgadas en el rango del diagrama de Moody donde las curvas  $\varepsilon/d$  son horizontales (es decir, alto número de Reynolds). En este rango el factor de fricción Moody es independiente del número de Reynolds y depende de la rugosidad relativa.

La ecuación de Weymouth puede ser expresada como:

$$Q_g = 1.11 d^{2.67} \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{L S Z T_1} \right]^{1/2}$$

Donde:

$Q_g$  = Tasa de flujo, MMscfd (a 14.7 psia y 60 °F)

$d$  = ID tubería, [pulgadas]

$P_1$  y  $P_2$  = Presión en los puntos 1 y 2 respectivamente, [psia]

$L$  = Longitud de la tubería, [pies]

$S$  = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

$T_1$  = Temperatura del gas en la entrada

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas (Referirse a la GPSA)

Es importante recordar las hipótesis utilizadas para derivar esta ecuación y cuándo son apropiadas. Los tramos cortos de tubería con altas caídas de presión es probable que estén en flujo turbulento (altos números de Reynolds) y por lo tanto las suposiciones hechas por Weymouth son apropiadas. La experiencia de la industria indica que la ecuación de Weymouth es adecuada para la mayoría de las tuberías dentro de la instalación de producción. Sin embargo, el factor de fricción utilizado por Weymouth es generalmente demasiado bajo para las líneas de gran diámetro o de baja velocidad, en las que el régimen de flujo

se caracteriza más adecuadamente por la porción inclinada del diagrama de Moody.

## 2. Ecuación de Panhandle

Esta ecuación asume que el factor de fricción puede ser representado por una línea recta de pendiente negativa constante en la región del número moderado de Reynolds del diagrama de Moody.

La ecuación de Panhandle puede ser escrita como:

$$Q_g = 0.028E \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} Z T_1 L_m} \right]^{0.51} d^{2.53}$$

$P_1$  = Presión aguas arriba, [psia]

$P_2$  = Presión aguas abajo, [psia]

$S$  = Gravedad específica

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas (Referenciado de la GPSA)

$Q_g$  = Tasa de flujo de gas, MMscfd (a 14.7 psia, 60 °F)

$T_1$  = Temperatura de flujo, °R

$L_m$  = Longitud, [millas]

$d$  = ID de la tubería, [pulgadas]

$E$  = Factor de eficiencia

= 1.0 para la nueva tubería

= 0,95 para buenas condiciones de funcionamiento

= 0,92 para las condiciones medias de funcionamiento

= 0,85 para condiciones de funcionamiento desfavorables

En la práctica, la ecuación de Panhandle se utiliza comúnmente para tuberías de gran diámetro (mayor de 10") de largo (normalmente se mide en millas en lugar de pies) donde el número de Reynolds está en la porción de línea recta del diagrama de Moody. Se puede ver que ni el Weymouth ni el Panhandle representan una suposición "conservadora". Si se asume la fórmula de Weymouth, y el flujo es un número de Reynolds

moderado, el factor de fricción será en realidad mayor que el supuesto (la porción de línea inclinada es mayor que la porción horizontal de la curva de Moody), y la caída de presión real será mayor que la calculada. Si se utiliza la fórmula de Panhandle y el flujo está realmente en un número de Reynolds alto, el factor de fricción será en realidad mayor que el supuesto (la ecuación supone que el factor de fricción sigue disminuyendo con un número de Reynolds mayor más allá de la porción horizontal de la curva), y la caída de presión real será mayor que la calculada.

### 3. Ecuación de Spitzglass

Esta ecuación se utiliza para las líneas de presión cercanas a la atmósfera. Se deduce haciendo los siguientes supuestos de la ecuación 1.7:

a.  $f = \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d\right) \left(\frac{1}{100}\right)$

b.  $T = 520^\circ\text{R}$

c.  $P_1 = 15$  [psi]

d.  $Z = 1.0$  para gases ideales

e.  $\Delta P < 10\%$  de  $P_1$

Con estas suposiciones, y expresando la caída de presión en términos de pulgadas de agua, la ecuación de Spitzglass puede ser escrita:

$$Q_g = 0.09 \left[ \frac{h_w d^5}{SL \left(1 + \frac{3.6}{d} + 0.03d\right)} \right]^{1/2}$$

Donde:

$h_w$  = Perdida de presión, pulgadas de agua

$S$  = Gravedad específica del gas a condiciones estándar

$Q_g$  = Flujo de gas, MMscfd (a 14.7 psig y 60°F)

$L$  = Longitud, [pies]

$d$  = ID de la tubería, [pulgadas]

c. Ecuación de la velocidad del gas. Las velocidades del gas pueden ser calculadas utilizando la siguiente ecuación derivada:

$$V_g = \frac{60ZQ_gT}{d_1^2P}$$

Donde:

$V_g$  = Velocidad del gas, [pies/segundos]

$d_1$  = Diámetro interno de la tubería, [pulgadas]

$Q_g$  = Tasa de flujo del gas, [millones de pies cúbicos/días] (a 14.7 psia y 60°F)

$T$  = Temperatura de operación, °R

$P$  = Presión de operación, [psia]

$Z$  = Factor de compresibilidad del gas (Referirse a la GPSA)

d. Tubería del compresor. Las tuberías de los compresores recíprocos y centrífugos deben ser dimensionadas para minimizar la pulsación, la vibración y el ruido. La selección de las velocidades permitidas requiere un estudio de ingeniería para cada aplicación específica

e. Notas generales.

1. Cuando se utilizan ecuaciones de flujo de gas para la acumulación de incrustaciones en tuberías antiguas, la corrosión, los líquidos, la parafina, etc., pueden tener un gran efecto en la eficiencia del flujo de gas.

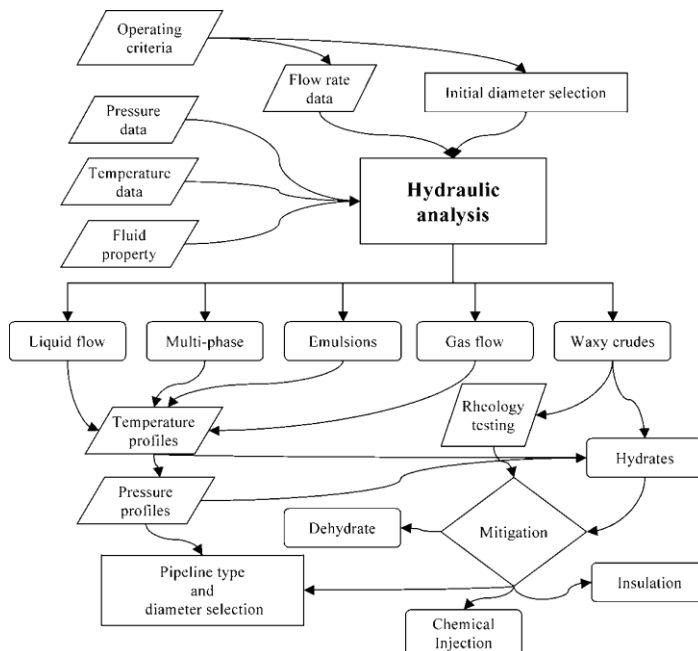
## **ANEXO 5:** Secciones de un DBD

Un DBD debe incluir las siguientes secciones:

- Descripción general del desarrollo: describe la ubicación del proyecto y la disposición básica.
- Información sobre reservorios y pozos: proporciona las características del reservorio, la reología de los fluidos y las tasas de producción.
- Medio ambiente: define las propiedades geotécnicas a lo largo de la ruta propuesta, datos meta-oceánicos (olas y

- corrientes) y temperaturas químicas del agua de mar.
- Aseguramiento del flujo: proporciona información sobre los parámetros de la línea de flujo, por ejemplo, presiones, temperaturas y velocidades de funcionamiento; identifica y aborda los peligros del flujo, como los hidratos, la cera, las incrustaciones y la corrosión.
  - Tuberías: proporciona características generales (grado, tamaño, profundidad del agua), selección de ruta, códigos y regulaciones aplicables, requisitos de diseño del sistema (vida útil del diseño, sistema catódico, etc.), elevadores y conexiones, presión máxima de cierre, tolerancia a la corrosión.
  - Operación y mantenimiento: describe los parámetros normales de producción, los requisitos de las pruebas de rutina, el mantenimiento del sistema, plan de abandono.<sup>35</sup>

## ANEXO 6: Selección del sistema



<sup>35</sup> Design And Construction Of Stabilization And Protection Of Subsea Pipelines And Cables Up To 1,000-M Water Depths

## ANEXO 7: Análisis de estabilidad hidrodinámica

El análisis de estabilidad hidrodinámica implica los siguientes pasos:

1. Definir los criterios ambientales para las condiciones de 1 y 100 años:
  - Profundidad del agua
  - Altura significativa de la ola ( $H$ ), período de la ola ( $T$ ) y el ángulo de ataque ( $\beta$ )
  - Velocidad de corriente constante ( $U_c$ ) y ángulo de ataque ( $b$ )
  - Velocidad de la partícula sólo de la onda ( $U_w$ ), máxima velocidad de la partícula de agua debido a la onda y la corriente ( $U_m$ ) y relación de corriente constante ( $U_{R= U_c/U_m}$ )
  - Peso del suelo sumergido ( $\gamma$ ), factor de fricción del suelo ( $\lambda$ ) o resistencia al cizallamiento no drenada ( $S_u$ )
  - Pendiente del fondo marino ( $\delta$ ) medida positiva en carga descendente
1. Determinar los coeficientes hidrodinámicos: arrastre ( $C_D$ ), elevación ( $C_L$ ) e inercia ( $C_I$ ).
2. Calcular las fuerzas hidrodinámicas de arrastre ( $F_D$ ), elevación ( $F_L$ ) e inercia ( $F_I$ ).
3. Realizar un balance de la fuerza estática en incrementos de pasos de tiempo y evaluar la estabilidad y calcular el grosor del revestimiento de hormigón para la peor combinación de elevación, arrastre y fuerza de inercia.

## ANEXO 8: Datos ambientales

**Tabla 5:** Geometría y detalles ambientales de SCR simulado. (Chibueze et al, 2016)

Variable	Valor	Unidad
Profundidad del agua	1000	m
Altura Maxima Del Oleaje	6.25	m
Periodo De Oleaje	12	s
SCR Longitud De La Junta Flexible	50	m
SCR Strake Length	350	m
SCR Longitud Del Tubo Vertical	1300	m
SCR Longitud De La Línea De Flujo	500	m
SCR Diámetro Externo	273.1	mm
SCR Diámetro Interno	205.7	mm
SCR Yield Strength	483	MPa
SCR Rigidez Axial	$1.73 \times 10^4$	kN
6D Peso Del buoy	$10^4$	kg
6D Altura Del buoy	6	m
6D Volumen Del buoy	20	m <sup>3</sup>

## ANEXO 9: Base de calificación

### BASE DE CALIFICACIÓN.

Según la sección 6 de DNV-RP-A203, "El propósito de la Base de Calificación de la Tecnología es proporcionar un conjunto común de criterios con los que se evaluarán todas las actividades y decisiones de calificación. La Base de Cualificación Tecnológica especificará la tecnología; definirá cómo se utilizará la tecnología; el entorno en el que se pretende utilizar; especificará sus funciones requeridas, los criterios de aceptación y las expectativas de rendimiento. Esto incluye el rendimiento durante todo el ciclo de vida de la tecnología. Estos requisitos se cumplirán a través de los pasos del Proceso de Calificación de la Tecnología".

La API 17J, capítulo 5 -Requisitos funcionales, el anexo A - Directrices de compra y el capítulo 6 -Requisitos de diseño especifican los aspectos de un diseño de tubería flexible no ligada

que deben definirse y abordarse en la aplicación de una estructura de tubería específica para un proyecto determinado, en otras palabras, la base de calificación para este proyecto. El Anexo H.4 de la API 17B proporciona directrices de diseño para las capas de armadura compuesta, recomendando que el análisis del diseño se realice de acuerdo con la norma *DNV-OS-C501*.<sup>36</sup>

Para la familia de estructuras de tuberías de la figura 50, se prepararon las premisas de diseño y los informes de diseño para dos estructuras de línea descendente de puesta en servicio de tuberías y se enviaron a DNV siguiendo las pautas API 17J Capítulo 5, Capítulo 6 y API 17B Anexo H.4. Para la familia de estructuras de tuberías de la figura 52, una premisa de diseño y el informe de diseño para una base de diseño genérico fue preparado como parte de un proyecto RPSEA y presentado a DNV, y un resumen de la base de calificación fue preparado para que la base pueda ser revisada en un taller. La base de diseño y el informe de diseño para el proyecto RPSEA se resumen en <sup>52</sup> y <sup>37</sup>.

## EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA.

Según la sección 7 de DNV-RP-A203, "El propósito de la evaluación de la tecnología es determinar qué elementos implican nuevas tecnologías, e identificar sus principales retos e incertidumbres". Para el proyecto RPSEA, la categorización de la tecnología se realizó utilizando la Tabla 7-1 de DNV-RPA203, como una plantilla para llevar a cabo la Evaluación de la Tecnología. La base de calificación fue revisada en preparación de los talleres de Evaluación de la Tecnología y Evaluación de la Amenaza, que fueron facilitados por DNV. Los participantes en el taller incluyeron al operador (TOTAL y Shell), al fabricante (DeepFlex), a las contratistas (ETA International y Southwest Research Institute) y expertos en la materia de DNV. Los cursos prácticos se realizaron durante un período de dos días, en los que se llegó a un consenso sobre los resultados y la documentación de la Evaluación de la Tecnología y la Evaluación de las Amenazas.

---

<sup>36</sup> DNV-OS-C501 *Composite Componentets*

<sup>37</sup> A. Salimi, M. Kalman, L. Yu. "Qualification of flexible fiber-reinforced pipe for ultradeep water applications – Update on phase 1 engineering and phase 2 prototype testing."

La Evaluación de la Tecnología separó el sistema de tuberías flexibles en sus componentes: el sistema de tuberías ascendentes (montaje), la estructura de las tuberías y el equipo auxiliar (componentes) y cada capa funcional y los accesorios finales (subcomponentes). Para cada elemento, se definió la madurez de la tecnología y el área de aplicación. La clasificación de la Clase de Tecnología del 1 al 4 se define entonces en base a la figura 53.

La clasificación de la Clase de Tecnología definió los componentes y ensamblajes específicos en los que centrarse durante la evaluación de la amenaza. Los elementos con la Clase de Tecnología 1 requerían menos atención en la Evaluación de Amenazas, ya que es probable que impongan menos riesgo en la aplicación, mientras que los elementos con la Clase de Tecnología 2, 3 y 4 requieren un mayor enfoque para reducir el riesgo de introducir la nueva tecnología a niveles aceptables.

#### EVALUACIÓN DE LA AMENAZA.

Según la sección 8 de DNV-RP-A203, "El objetivo de la evaluación de la amenaza es identificar los modos de fallo pertinentes con mecanismos de fallo subyacentes para los elementos de la nueva tecnología, y evaluar los riesgos asociados. Esto se utiliza como base para definir y priorizar las actividades en el Plan de Calificación de la Tecnología".

Según la sección 8 de DNV-RP-A203, "El objetivo de la evaluación de la amenaza es identificar los modos de fallo pertinentes con mecanismos de fallo subyacentes para los elementos de la nueva tecnología, y evaluar los riesgos asociados. Esto se utiliza como base para definir y priorizar las actividades en el Plan de Calificación de la Tecnología".

En el registro de evaluación de las amenazas se enumeran los modos y mecanismos de fallo del sistema y sus componentes identificados en la Evaluación de la Tecnología. Una hoja de trabajo para llevar a cabo la evaluación de la amenaza fue primero desarrollada para la tecnología específica con los modos y mecanismos de fallo enumerados en las filas y las columnas de los encabezamientos de la ANEXO H. Para cada modo/mecanismo de falla, los aspectos son cuantificados o cualitativos evaluados a partir de los conocimientos y la experiencia de los participantes en el taller y los datos históricos disponibles.

El FMIRR revisa el sistema de tuberías ascendentes o de flujo, la estructura de las tuberías FFRP, cada capa individual, los accesorios de los extremos y las interfaces. Para el proyecto RPSEA, la matriz de Identificación de Modos de Fallo y Clasificación de Riesgos (FMIRR) fue desarrollada antes del taller, con revisiones internas de DeepFlex realizadas antes de presentar la matriz a los participantes del taller. En total se identificaron 117 modos y mecanismos de fallo, y se evaluaron los atributos de la ANEXO H para cada uno de ellos. En cuanto a las capas metálicas, las capas de polímero y los accesorios de los extremos, el capítulo 10 de la API 17J ofrece orientación sobre el análisis de los modos y mecanismos de fallo. Para las capas de blindaje compuesto, el Anexo H de la API 17B, con referencia a la norma DNV OS-C501, establece orientación sobre la evaluación de los modos y mecanismos de fallo. A modo de ejemplo, en el ANEXO C se presenta la evaluación de la clasificación de riesgos de los mecanismos de fallo y el plan de acción para el mecanismo de fallo de la fibra de refuerzo de la tensión compuesta en el tubo RPSEA.

#### PLAN DE CALIFICACIÓN Y EJECUCIÓN.

Una vez completado el FMIRR, los elementos de acción y las pruebas de los prototipos se introducen en la Hoja de Trabajo del Plan de Cualificación. La ejecución de las acciones y pruebas son "medidas de control de riesgo" como se define en DNV RP-A203. En la hoja de trabajo del Plan de Cualificación, las medidas de control de riesgos para el conjunto y los componentes se clasifican según la tabla 22. La hoja de trabajo del Plan de Cualificación se utiliza luego en la planificación de los documentos del plan de Diseño, Cualificación de Materiales, Cualificación de Productos, Instalación y Gestión de la Integridad.

#### EVALUACIÓN DEL RENDIMIENTO.

Según la sección 11 de DNV-RP-A203, "El objetivo de la evaluación del rendimiento es medir el éxito mediante la revisión de las pruebas de calificación disponibles (Sec.10) contra la base de calificación de la tecnología (Sec.6)".

Una vez que se ejecuta el Plan de Calificación, con el informe de diseño completado, todas las pruebas de materiales, de pequeña, mediana y gran escala, los procedimientos de instalación y el plan de gestión de la integridad, el registro de Evaluación de Amenazas

se actualiza para identificar cómo se mitigan los riesgos clasificados como altos y muy altos como resultado de la ejecución del Plan de Calificación.

Cuando el riesgo no se ha reducido a un valor aceptable, puede ser necesario rediseñar, o volver a probar, o cambiar las Bases de Calificación para asegurar un uso seguro de la nueva tecnología en la aplicación de campo.

**Tabla 22:** Clasificación de las acciones del FMIRR

<b>Clasificación de las medidas de control de riesgos</b>	<b>Plan de ejecución</b>
Diseño	Se realiza un análisis o una actualización de la metodología de diseño para cerrar la acción. Por ejemplo, el análisis de tensiones para confirmar que la utilización permitida está dentro de los límites permitidos de acuerdo con el capítulo 6 de la API 17J para las capas metálicas y de polímeros, o el análisis LRFD de acuerdo con el anexo H de la API 17B con referencia a la DNV-OS-C501 para las capas de blindaje de material compuesto es una acción de diseño para mitigar el riesgo y aumentar la confianza en el diseño.
Material	Los ensayos de materiales son necesarios para calificar el material para la aplicación prevista. Los ensayos de materiales se realizan generalmente de acuerdo con el capítulo 7 de la norma API 17J y el anexo H.5 de la norma API 17B para materiales compuestos. Por ejemplo, un nuevo material polimérico, o el uso de un material polimérico fuera de la envoltura calificada requeriría pruebas adicionales de calificación del material.
Interacción entre capas o estratos	Se necesitan pruebas a pequeña o mediana escala para validar el modelo de diseño
Calificación de la escala completa	Se necesitan una o varias pruebas de prototipos de acuerdo con el capítulo 6 de la norma API 17B.
Proceso de fabricación	Debe abordarse en la documentación de fabricación (procedimientos y plan de calidad), los ensayos y la formación antes de la fabricación del producto.
Instalación	Los requisitos del procedimiento de instalación se definen y los procedimientos se comprueban para garantizar que no se produzca el mecanismo de fallo. Esto puede requerir análisis de la instalación.
En servicio	Para reducir el riesgo a un nivel aceptable, es necesario realizar un seguimiento sobre el terreno de la aparición del mecanismo de fallo. El sistema y los procedimientos de supervisión sobre el terreno, incluidos los aparatos y el proceso para supervisar la aparición del mecanismo de fallo en la tubería a lo largo de su vida útil, se incluyen en el plan de gestión de la integridad.

**Tabla 23:** Ejemplo de revisión del modo/mecanismo de fallo a partir de los resultados de la prueba de calificación del producto a escala completa.

Qualification Test	Observed Failure Mode	Observed Failure Mechanism	Predicted Failure Mode in Design Methodology	Action Plan
Bending Stiffness, Cyclic Bending	No Failure	No Failure observed	Same as prediction	Design Methodology-Bending stiffness value of the downline used in global analysis is in agreement with the test value; design model is validated; Even gap distribution between the <u>non interlocking</u> hoop reinforcement stacks away from burst location after the cyclic bending test confirmed no clustering or gap opening;
Axial Tension with Internal Pressure	No Failure	No Failure observed	Not same as prediction	Design Methodology – Design model predicts higher axial stiffness than test result, though the downline is still suitable for intended application. Design model is calibrated according to test results.
Full Scale Burst Test	Burst failure in Hoop layer (R0)	Hoop reinforcement stack failed under the combination of tensile stress in hoop direction and compressive stress in wall thickness direction.	Same as prediction	Design Methodology-Design model predicts burst pressure conservatively.
Combined Bending and Tension	No Failure	No Failure observed	Same as prediction	Design Methodology – diameter changes measured on outermost tensile reinforcement agree with model prediction;
Axial Tension Test	Tensile Failure (R1 and R3) and Compression Hoop (R0) Failure	Instantaneous rupture of tensile layer (R3) following (R1) due to loss of torque balance Hoop Layer (R0) failed in compression. R0 failure caused by the radial pressure generated by tensile reinforcement layers	Not same as prediction	Design Methodology – Model calibration has been implemented with Tsai-Wu multi-stress failure criterion for tensile reinforcement layer and more accurate material property data adopted from <u>DeepFlex</u> in-house material qualification testing. Downline is proved to have sufficient axial tensile strength for intended application.

En la tabla 23 se ilustra cómo se aplicaron los resultados de las pruebas de calificación del producto realizadas en la estructura de la figura 50 para evaluar la posible aparición de modos y mecanismos de fallo y se aumentó la confianza en el diseño como resultado de las pruebas.

## **ANEXO 10:** Programa de calificación

El plan consta de 5 categorías principales:

- Inspección: observación por parte de inspectores, buzos y cámaras ROV; orugas y no destructiva evaluación (ultrasonido y emisión acústica);
- Vigilancia: adquisición de datos operacionales a distancia (por ejemplo, vigilancia de la presión, la temperatura y la arena), etc.
- Pruebas y análisis: métodos de análisis y comprobación de los datos recogidos mediante diversas inspecciones y técnicas de vigilancia (por ejemplo, análisis de la respuesta de los elevadores y análisis de la erosión); muestreo de fluidos de perforación y el análisis es también una actividad de prueba y análisis;
- Procedimientos: Procedimientos de IM que debe seguir el operador para que sea eficiente y seguro la gestión del campo (por ejemplo, los procedimientos de cierre y puesta en marcha y la elevación y manipulación de la cubierta)
- Mantenimiento preventivo y reparación: actividades que se llevarán a cabo en caso de que haya pruebas que el componente requiere mantenimiento; podría ser limpieza de crecimiento marino, reemplazo de ánodos, etc. Las recomendaciones dependerán de la historia operacional

## **ANEXO 11:** Resultados prueba dureza

**Tabla 8:** Resumen de los resultados de dureza de la locación intradós que muestra la idoneidad para el servicio agrío.

<b>HV Ubicación de identificación</b>	<b>3 o'clock Max HV10</b>
Línea de fusión de tapones	255
Metal de soldadura del tapón	236
Línea de fusión media	236
Metal de soldadura media	220
Línea de fusión de raíz	227
Metal de soldadura de raíz	225

**ANEXO 12: Propiedades Poliuretano****Tabla 12: Propiedades de Flexicoat ML-60**

<b>Propiedades</b>	<b>Valores</b>	<b>Método de prueba</b>
Densidad:	1.0-1.1 kg/l	DIN 53479
Resistencia a la tensión:	28-30 N/mm <sup>2</sup>	ISO R 527
Yield strength:	18-20 N/mm <sup>2</sup>	ISO R 527
Elongation at yield:	6-7 %	ISO R 527
Elongation at break:	200-220 %	ISO R 527
Resistencia a la compresión:	30-40 N/mm <sup>2</sup>	ISO 604
Resistencia al cizallamiento:	17-18 N/mm <sup>2</sup>	ISO 4587
Shore strength:	65-70	ISO 868
Abrasión:	10-12 mg/100r	NEMA
Punto de transición vítrea:	140-160°C	ISO 537
Resistencia a la temperatura:	>120°C	ISO 537
Propiedades a largo plazo en agua de mar a 23°C y aceite de Ekofish a 65°C	Satisfactorio	ISO 4433

## ANEXO 13: Propiedades Epoxi

Tabla 13: Propiedades Epoxi.

Propiedades	Valores	Método de prueba
Densidad:	375 kg/mm <sup>2</sup>	DIN 53479
Conductividad termica:	0.17 W/mK	EMPA 221-304-1
Closed cells:	88-95 %	Beckmann mod. 930
Absorción del agua,		
95°C, 24 h, a 10 bar:	1.5-2.5 %bw	ISO 62-1980E
15 bar:	25-35 %bw	ISO 62-1980E
20 bar:	70-80 %bw	ISO 62-1980E
40 bar:	125-135 %bw	ISO 62-1980E
Estabilidad dimensional tras las pruebas anteriores:	±0.5-0.8 vol%	ISO 62-1980E
Fuerza de compresión		
a RT:	9-10 N/mm <sup>2</sup>	DIN 53421
a 100°C:	7-8 N/mm <sup>2</sup>	DIN 53421
Resistencia a la tensión:	4-4.5 N/mm <sup>2</sup>	DIN 53430
Resistencia a la flexión:	10-11 N/mm <sup>2</sup>	ISO 178
Tensión en la ruptura:	2.5-5 %	ISO 178
Punto de transición vítreo:	145-155°C	DTA-ASTM 3418-75
Resistencia a la temperatura:	>120°C	DTA-ASTM 3418-75

## ANEXO 14: Propiedades Polipropileno

Tabla 15: Propiedades polipropileno.

Propiedades	Valores	Método de prueba - ASTM
Índice de fusión <sup>230°C/21.2</sup> N:	0.5 g/10 min	D 1238
Densidad:	901 g/l	D 1505 /D 2839
Tensile strength at yield:	28 Mpa	D 638 (Specimen type 1,50 mm/min)
Elongation at yield:	12 %	D 638 (Specimen type 1,50 mm/min)
Modulo elastico:	1250 MPa	D 638 (Specimen type 1,5 mm/min)
Resistencia al impacto Izo:	No break	D 256A
Dureza Rockwell R :	81	D 785A
Reblandecimiento	152°C	D 1525 10 N
Vicat:		
<b>Descripción adicional del producto:</b> El P350W es un copolímero de alto peso molecular que tiene una excelente resistencia al impacto. El P350W está especialmente diseñado para reducir al mínimo la fibrilación de los productos extruidos. Está totalmente estabilizado al calor.		

## ANEXO 15: Especímenes de cizallamiento

1. Se aplicó presión en la parte superior del emparedado durante aproximadamente 1 minuto para permitir que el polvo se derritiera y fluyera a través de la zona superpuesta.
2. Una vez realizada la gelificación, las muestras se post-curaron en un horno con la plantilla a la temperatura y tiempo recomendados para asegurar una curación adecuada. Antes de la prueba, las muestras de cizallamiento se pre-acondicionaron eliminando el exceso de recubrimiento presente en los bordes de la superposición.
3. Después del post-curado, las muestras fueron enfriadas con agua a temperatura ambiente. Las películas libres se prepararon mediante pulverización de polvo sobre un sustrato antiadherente precalentado y luego se post-curaron de acuerdo con los programas de temperatura y tiempo recomendados por los fabricantes.

## ANEXO 16: Pruebas calificación para el curado

**Tabla 16:** Resumen de las pruebas y especificaciones del procedimiento de calificación realizado en los revestimientos de FBE

Prueba	Normatividad aplicable	Protocolo de prueba	Criterio de aceptación
Espesor del revestimiento	SSPC PA-2	-	0.45±0.15 mm
Holiday detection	CSA Z245.2	67.5±4.5 V wet sponge	No holidays
Porosidad		-	Clasificación máxima de 3
Disolución catódica		75 °C y 112 °C, -1.5 V para 28 y 90 días	Ver disclaimer <sup>1</sup>
Resistencia al impacto		-30 °C o 0 °C	No holidays at 1.5 J
Flexibilidad		3% tensión a -30 °C o 0 °C	No cracking
Overlap shear strength	ASTM D1002	Tal como se recibe y después de 90 días de agua caliente	172 bar minimum shear strength *
Fuerza de tracción	ASTM D4541	24-hr de inmersión a 75 °C y después de 90-días de hot water	103 bar minimum pull-off strength *
Adhesión	CSA Z245.20	24-hr de inmersión a 75 °C	Rating of 1-3
		Remojo caliente de 90 días a 75, 95 y 112 °C	See disclaimer <sup>2</sup>
Formación de ampollas	ASTM D714	24-hr de inmersión a 75 °C y después de 90-días de hot water	Sin ampollas
Absorción de agua	ASTM D570	270 días, 75, 95, y 112 °C	Sin disposición
Absorción de agua por TGA	ASTM E2402	Rango de Temp: 25 y 200 °C, escaneado a una velocidad de °C/min	Sin disposición
Tg por DMA	ASTM D7028	f=1 Hz fijo y velocidad de calentamiento de 5°C/min	Cumplir con las especificaciones del fabricante

<sup>2</sup>La norma no prevé un tiempo de inmersión de 90 días ni temperaturas de ensayo superiores a 95 °C, sin embargo, el ensayo se realizó para revestimientos de calidad en condiciones ambientales más estrictas.

<sup>1</sup> La norma no prevé un ensayo de desprendimiento catódico de 90 días ni temperaturas de ensayo de 75 y 112 °C. Sin embargo, la prueba de 90 días se llevó a cabo para la calidad de los revestimientos en condiciones ambientales más estrictas.

\* Límite mínimo aceptable basado en el juicio de ingeniería.

## **ANEXO 17: Prueba hot water Soaking**

### **Prueba Hot water soaking**

- Para Temperaturas entre 75 y 95 °C las pruebas Hot water soaking, albergaron los revestimientos de FBE de temperatura estándar y de alta temperatura. La autoclave se llenó completamente con agua del grifo. Se añadió periódicamente agua fresca del grifo a cada cámara térmica para mantener el nivel de la solución.
- Pruebas con una Temperatura de 112 °C sólo se utilizó para los revestimientos de FBE de alta temperatura. Para la prueba de remojo en agua caliente de 112 °C se utilizó una autoclave de acero inoxidable 316 con una capacidad de solución de 378 L. El baño de agua de 112 °C se mantuvo cerrado durante toda la exposición de la prueba sin reponer la solución.
- Cada ensayo de prueba Hot water soaking contenía 5 especímenes (paneles A) utilizados para los ensayos de adherencia y tracción, 5 especímenes de cizallamiento solapado para cada tipo de revestimiento y múltiples películas libres para la determinación de la absorción de agua, los análisis DMA y TGA en función del tiempo. Después de la exposición, todas las muestras se sacaron de las cámaras y se almacenaron en bolsas de plástico bien selladas. Las bolsas contenían un papel húmedo para mantener las muestras en una condición de alta humedad con el propósito de preservar tanto la cantidad de agua absorbida en el revestimiento como el nivel de adhesión del revestimiento en el momento de la extracción de las muestras de las cámaras.

Todos los especímenes mostraron valores promedio de DFT que están dentro del criterio de aceptación del espesor del revestimiento ( $0,45 \pm 0,15$  mm). El índice de porosidad de la sección transversal fue bajo (1-2) para los recubrimientos 931, 932, 933, 934 y 935 y un índice de 3 para los recubrimientos 936, 937 y 938.

Los revestimientos de FBE de alta temperatura mostraron mayores porosidades de sección transversal en comparación con los revestimientos de temperatura estándar

## ANEXO 18: Prueba de disolución catódica

### Pruebas de disolución catódica

Este tipo de pruebas se realizaron durante 28 y 90 días, a 75°C para los recubrimientos FBE estándar y a 112°C para los recubrimientos FBE de alta temperatura, utilizando 3 muestras para cada tipo de recubrimiento y tiempo de ensayo

Una lamina aislante rodeó el diámetro de la célula exterior para evitar la pérdida de calor y mantuvo las temperaturas de la solución a unos 90°C para la temperatura del acero de 112°C y a unos 60°C para la temperatura del acero a 75°C

Cada celda de prueba contiene, un termopozo para monitorizar la temperatura de la solución, un electrodo de calomel saturado (SCE) colocado en una sonda Luggin para la monitorización de potencial y un electrodo auxiliar de Ti. La solución se reponía semanalmente en todas las celdas de prueba para minimizar la contaminación

Temperaturas de la solución y del sustrato, el nivel de electrolito y el potencial usado se monitorizan periódicamente. Al final de la exposición, los especímenes fueron retirados de las celdas y la inspección se llevó a cabo dentro de 1 hora después

Se hicieron ocho cortes radiales de al menos 20 mm de largo desde el borde del revestimiento. Luego, el revestimiento fue sacado levantando el revestimiento sin límites con un cuchillo de uso general. Las mediciones del revestimiento desprendido se hicieron desde el borde del defecto inicial, se registraron con un calibrador

## ANEXO 19: Evolución de polímeros

**Tabla 17:** Transiciones húmedas y secas de cada sistema de revestimiento al final de los 90 días de inmersión en agua caliente

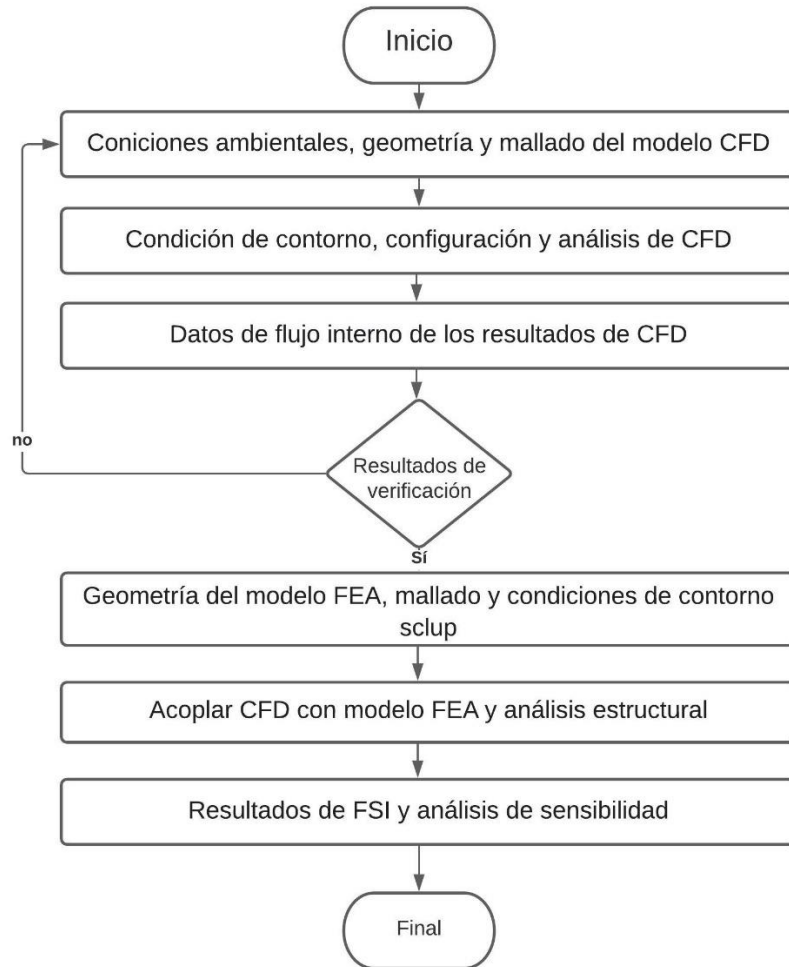
Revestimiento	Tv Seca (°C)	Tv Húmeda (°C)		
		75 °C	95 °C	112 °C
931	113.7	82.3	83.7	-
932	112.9	82.6	81.8	-
933	112.2	84.4	85.6	-
934	173.0	-	109.4	103.7
935	115.1	79.7	78.4	-
936	151.0	-	96.9	94.2
937	130.0	-	91.9	87.2
938	134.7	-	100.1	95.4

## ANEXO 20: Parámetros de modelos y condiciones

**Tabla 17:** Condiciones límite del flujo.

Condiciones Límite	
Campo	Tridimensional
Malla	Triángulo no estructurado con tratamiento cerca de la pared
Tipo de simulación	Estado estable y transitorio
Modelo de turbulencia	$k - \epsilon$ estandar para el estado estacionario y LES para las simulaciones transitorias
Fluidos	Metano y agua
Temperatura de la tubería (K)	288
Presión ambiental	1 bar
Velocidad de entrada (m/s)	1.7 – 3.5
Pared de la tubería	Condiciones antideslizantes
$g$ (m/s <sup>2</sup> )	9.8

## ANEXO 21: Análisis numérico



## **ANEXO 22:** Interfase e interfaz

### **INTERFASE**

La interfase metal/electrolito que, asumiendo que sólo hay agua en la fase líquida, a escala atómica está formada por dos capas de moléculas de agua inmediatamente adyacentes a la superficie del metal, y que a menudo se denomina capa doble. La capa interior se denomina comúnmente capa compacta y la exterior capa difusa. Las moléculas de los inhibidores de la corrosión que forman la película tienen que penetrar en la capa compacta y adsorberse en la superficie del metal.

Dependiendo del régimen de flujo y de la composición de los fluidos transportados a través de la tubería, también puede haber una interfase líquida/líquido, formada en los límites entre el agua y los hidrocarburos. En los lugares en los que el interfaz líquido/líquido entra en contacto con la superficie metálica, la exposición alterna al agua y a los líquidos de hidrocarburos crea un microentorno aún más complejo.

Además, las moléculas de los inhibidores de la corrosión se enfrentan a retos adicionales al intentar establecer y mantener el contacto con la superficie del metal, ya que las dos fases líquidas, el agua y los hidrocarburos, presentan una amplia gama de composiciones y temperaturas. La partición, la persistencia y la dispersabilidad de las moléculas del inhibidor de la corrosión en las fases líquidas son sólo algunos de los parámetros que hay que establecer.

También hay que tener en cuenta los cambios macroscópicos en la interfase. Los efectos del flujo, la humectación por hidrocarburos, la presencia/deposición de arena, cascarilla o productos de corrosión que pueden formar una capa porosa, semiporosa o impermeable en la superficie del metal, estas son otras características que pueden desempeñar un papel crítico.

### **INTERFAZ**

El uso del término interfaz se limita a las consideraciones de la capa prácticamente bidimensional entre los límites exteriores de

los átomos que forman la superficie del metal y los límites exteriores de las moléculas/átomos/iones que forman el electrolito.

El contacto de proximidad entre los átomos de metal y las moléculas de agua que forman la interfaz es fundamentalmente una condición no estándar, pero esencial para que se produzca la corrosión acuosa. La gran mayoría de los átomos de metal están rodeados por otros átomos de metal, al igual que el agua; cada molécula de agua está rodeada por otras moléculas de agua. Los átomos de metal inmediatamente adyacentes a las moléculas de agua y viceversa experimentan fuerzas y campos muy diferentes a los experimentados en los materiales a granel. Independientemente de lo anterior, la electroneutralidad debe mantenerse para cualquier volumen significativo de la interfase, pero la propia interfase es predominantemente un dominio de carga neta puntual. Las diferencias intrínsecas en el mecanismo de conducción de cada fase, la conducción electrónica en el metal y la conducción iónica en el electrolito, apoyan aún más el concepto de una desviación local de la electroneutralidad. El exceso de electrones en la superficie del metal puede existir permanentemente siempre que haya un exceso de cargas positivas en la otra cara. Las cargas opuestas cara a cara deben estar perfectamente equilibradas. La presencia de un potencial de electrodo variable, como el que se puede encontrar en una unión entre el metal principal y el metal de soldadura, añade una complejidad considerable al tratamiento teórico de la interfase electroquímica metal/agua.

Es evidente que la interfase y la interfaz presentan muchas características que hay que tener en cuenta y, en la actualidad, todavía se debate cómo influyen las condiciones ambientales en las estructuras geométricas y electrónicas de una interfase e interfaz metal/agua.

El conocimiento de la extensión de los fenómenos en un punto de contacto entre metal y agua, combinado con la presencia de varias especies químicas, permite apreciar algunas de las barreras a las que debe enfrentarse una molécula formadora de película antes de poder adherirse a una superficie y, posteriormente, unirse a moléculas similares para extenderse lateralmente y formar una capa protectora continua. Hay muchas otras características que

requieren una apreciación y posiblemente un conocimiento profundo.

## MOLECULA DE AGUA

Las interacciones y dependencias comunes que el ser humano tiene con el agua han dado lugar a una relación casi despectiva. Por el contrario, el agua debería ser reconocida como una sustancia muy especial. Se sabe que, en condiciones de reposo, el enlace de hidrógeno da vueltas aproximadamente veinte mil veces por segundo; en condiciones de agitación, este "giro" puede aumentar a más de cincuenta mil veces por segundo. La molécula puede hacer uso de la propiedad y fomentar la adhesión en lugares específicos a lo largo de su longitud. Para que se produzca la corrosión acuosa, el agua líquida debe entrar en contacto con la superficie del metal. Las moléculas de un inhibidor de la corrosión que formen una película deben desplazar el agua de la superficie del metal o suprimir las propiedades que la convierten en un facilitador de la corrosión.

### **ANEXO 23:** Composiciones químicas grados de resistencia

**Tabla 20-A:** Composiciones químicas típicas de tubería API 5L 2008 PSL-2, con análisis completo de X65

PSL-2	Carbono (C)	Magnesio (Mg)	Fosforo (P)	Sulfuro (S)	Silicio (Si)	Vanadio (V)	Niobio (Nb)	Titanio (Ti)
Grado B	0.22	1.20	0.025	0.015	0.450	0.050	0.050	0.04
Grado X42	0.22	1.30	0.025	0.015	0.450	0.050	0.050	0.04
Grado X52	0.22	1.40	0.025	0.015	0.450	a	a	a
Grado X52	0.16	1.65	0.020	0.010	0.450	0.07	0.05	0.04
Grado X60	0.12	1.60	0.025	0.015	0.450	b	b	b
Grado X65	0.094	1.420	0.011	0.004	0.195	0.003	0.034	0.005
Grado X70	0.17	1.75	0.020	0.010	0.450	0.10	0.05	0.06

**Tabla 20-B:** Composiciones químicas de la tubería API 5L 2008 PSL-2

PSL-2	Cromo (Cr)	Níquel (Ni)	Molibdeno (Mo)	Aluminio (Al)	Cobre (Cu)	Tungsteno (W)	Estaño (Sn)	Cobalto (Co)	Boro (B)
Continuidad Grado X65	0.19	<0.0025	0.003	0.34	0.009	<0.0070	0.009	0.004	0.0014

$$a = (Nb + V + Ti) \leq 0.15\%$$

$$b = \text{Unless otherwise agreed } (Nb + V + Ti) \leq 0.15\%$$

**Tabla 21-A:** Composición química del grado X65 dada en la Tabla 20 expresada como porcentaje atómico

PSL-2	Carbono (C)	Magnesio (Mg)	Fosforo (P)	Sulfuro (S)	Silicio (Si)	Vanadio (V)	Niobio (Nb)	Titanio (Ti)
Grado X65	0.433	1.430	0.0196	0.0069	0.3841	0.0032	0.0202	0.0058

**ANEXO 24:** Composiciones metal

**Tabla 21-A:** Composición química del grado X65 dada en la Tabla 20 expresada como porcentaje atómico

PSL-2	Carbono (C)	Magnesio (Mg)	Fosforo (P)	Sulfuro (S)	Silicio (Si)	Vanadio (V)	Niobio (Nb)	Titanio (Ti)
Grado X65	0.433	1.430	0.0196	0.0069	0.3841	0.0032	0.0202	0.0058

**Tabla 21-B:** Composición química del grado X65 dada en la Tabla 20 expresada como porcentaje atómico

PSL-2	Cromo (Cr)	Níquel (Ni)	Molibdeno (Mo)	Aluminio (Al)	Cobre (Cu)	Tungsteno (W)	Estaño (Sn)	Cobalto (Co)	Boro (B)
Continuidad Grade X65	0.2021	<0.0024	0.0017	0.6972	0.0078	0.0021	0.0042	0.004	0.0072

**ANEXO 25:** Composiciones químicas para combustibles

**Tabla 22:** Composición química de los consumibles de soldadura para el grado

X65, %.

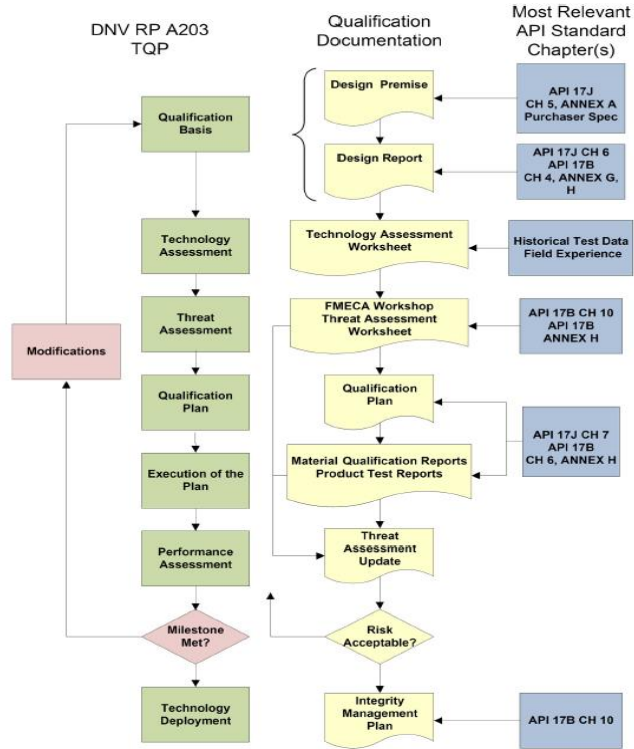
Tipo	Carbono (C)	Magnesio (Mn)	Fosforo (P)	Sulfuro (S)	Silicio (Si)	Vanadio (V)	Cromo (Cr)	Níquel (Ni)	Molibdeno (mo)	Cobre (Cu)
1	0.105 (0.49)	1.63 (1.65)	0.025 (0.04)	0.035 (0.06)	0.1 (0.20)	0.03 (0.03)	0.15 (0.16)	0.15 (0.14)	–	0.5 (0.44)
2	0.1 (0.46)	0.48 (0.49)	0.008 (0.01)	0.014 (0.02)	0.24 (0.47)	–	–	0.98 (0.93)	0.11 (0.06)	–
3	0.15 (0.69)	1.6 (1.6)	0.03 (0.05)	0.03 (0.05)	0.9 (1.77)	0.08 (0.09)	0.20 (0.21)	0.50 (0.47)	0.30 (0.17)	0.35 (0.30)

**ANEXO 26:** Proceso de calificación de la tecnología



\*M: milestone in qualification program

## ANEXO 27: Hoja de ruta para la cualificación de FHRP y FHRP



## ANEXO 28: Ejemplo de clasificación de los riesgos de los mecanismos de fallo y plan de acción

Group	Failure Mode / Mechanism	Consequence of Failure	Probability of Failure	Risk Ranking: Consq x Prob	Manageability	Consequences	Related Design Parameters, Drivers	Applicable Design Methods
ES, SA, RE, STENSILE REINFORCEMENTS (Composite)	Fiber failure	VERY HIGH	FREQUENT	CRITICAL	L	Tensile reinforcement stack failure in tension. Multiple stacks/layers - complete loss of tensile capacity leading to pipe failure. Few tapes/stacks - torsion imbalance.	Tensile strength of reinforcement stack	API 17B Annex H, Section 4 which references various sections of DNV OS-C501. DeepFlex models based on Tsai-Wu failure criterion
Related prototype or FAT test 1	Related prototype or FAT test 2	Related prototype or FAT test 3	Action Plan in addition to prototype/FAT tests		Documented Actions per Action Plan (Only for items with Initial Risk Ranking = Critical)	Updated Consequence of Failure	Updated Probability of Failure	Updated Risk Ranking: Consq x Prob
I Burst pressure test	I Axial tension test		Stress analysis for specified load cases. Tension tests of tapes and stacks with and without aging to confirm characteristic resistance.					

## ANEXO 29: Ejemplo de plan de pruebas de cualificación a escala real

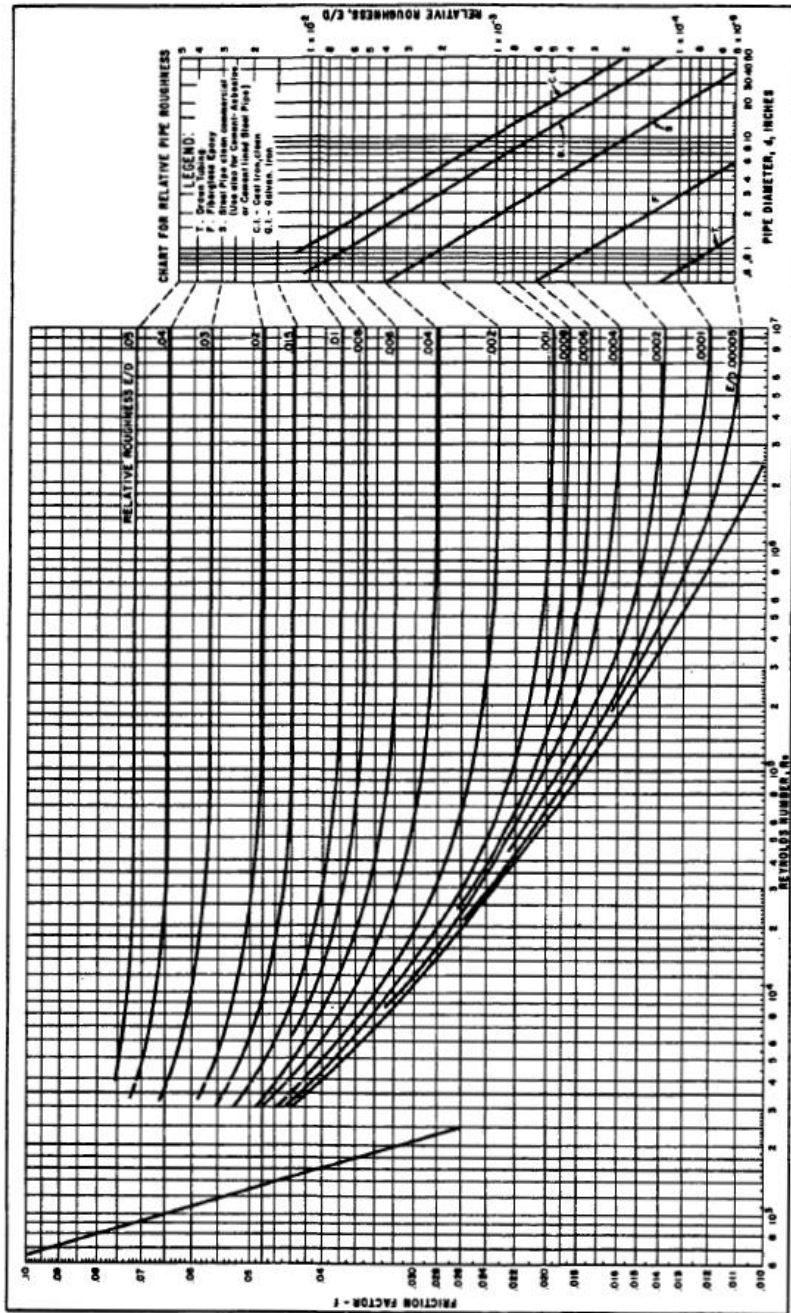
DeepFlex Subsea Technology Center		Project:		Pipe ID:	
FFRP Qualification Program		RPS EA 10121-4402-02		7.0-25K0-7D6-03057-C	
DeepFlex Confidential Information		7.0-inch FFRP Qualification Test Plan			
Prototype Qualification Test Matrix - Unbonded Flexible Pipe API 17J, API 17B					
Test	Sample Length	Test Requirements	Sample No.	Test Procedure	Destructive (DT) or Non-Destructive Test (NDT)
FAT - Hydrotest	Entire length	API 17J Sec. 10.3	PD03057-1	A-ENG-SOP-10100	NDT
Bending Stiffness	3* Lay length of outer tensile	API 17B Characterization Test	PD03057-2	A-ENG-SOP-10219	NDT
Burst, Full-Scale Straight		API 17B Sec. 6.6.2	PD03057-2	A-ENG-SOP-10102	DT
Radial Crush Test		API 17B Sec. 6.7.2	PD03057-3,4,5,6,7,8	A-ENG-SOP-10672	NDT
Collapse- Entire Pipe Structure	5* Internal Diameter	API 17B Sec. 6.6.4	PD03057-3,4,5,6,7,8	A-ENG-SOP-10105	DT
Torsion Stiffness Test		API 17B Characterization Test		A-ENG-SOP-10971	NDT
Axial Tension with Internal Pressure	2* Lay length of outer tensile	API 17B 6.7.12	PD03057-12	A-ENG-SOP-11148	NDT
Axial Tension		API 17B Sec. 6.6.3		A-ENG-SOP-10103	DT
Impact Test	2* Lay length of outer tensile	API 17B Characterization Test	PD03057-14	A-ENG-SOP-11385	DT
Dynamic Fatigue Test	3* Lay length of outer tensile between lower EF and the bottom of bend protection device 1* Lay length of outer tensile between top EF and the top of bend protection device	API 17B Sec 6.7.1	PD03057-16	A-ENG-SOP-11368	NDT/DT
Lateral Buckling Test	2* Lay length of outer tensile	API 17B Sec 6.6.4 with Cyclic Bending	PD03057-19	A-ENG-SOP-11386	NDT
Curved Collapse Test				A-ENG-SOP-10105	DT
Axial Compression Test	2* Lay length of outer tensile	API 17B Characterization Test	PD03057-20	A-ENG-SOP-10214	NDT

## ANEXO 30: Factores típicos de sobrecarga

Servicio	Factor
Instalación que maneja la producción primaria desde su propia plataforma	20%
Instalación que maneja la producción primaria desde otra plataforma o pozo remoto en menos de 150 pies de agua	30%
Instalación que maneja la producción primaria de otra plataforma o pozo remoto en más de 150 pies de agua	40%
Instalación que se ocupa de la producción de gas elevado desde su propia plataforma	40%
Instalación que se ocupa de la producción de gas extraído de otra plataforma o pozo remoto	50%



**ANEXO 32:** Tabla de factores de fricción (Diagrama de Moody modificado)



**ANEXO 33:** Presiones de trabajo máximas permitidas - tubería de plataforma ASTM A106, grado b, tubería sin costura (valores de tensión de ANSI B31.3 - 1980)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nominal Size In	Outside Diameter In	Nominal Wall Thickness In	Nominal Weight Per Foot Lb	Weight Class	Schedule No.	-20/400°F	401/500°F	501/600°F	601/650°F
2	2.375	0.218	5.02	XS	80	2489	2352	2153	2115
		0.344	7.46	—	160	4618	4364	3994	3925
		0.436	9.03	XXS	—	6285	5939	5436	5342
2½	2.875	0.276	7.66	XS	80	2814	2660	2434	2392
		0.375	10.01	—	160	4194	3963	3628	3565
		0.552	13.70	XXS	—	6850	6473	5925	5822
		0.750	17.02	—	—	9772	9423	8625	8476
3	3.500	0.300	10.25	XS	80	2553	2412	2208	2170
		0.438	14.31	—	160	4123	3896	3566	3504
		0.600	18.58	XXS	—	6090	5755	5268	5176
4	4.500	0.237	10.79	STD	40	1439	1360	1245	1223
		0.337	14.98	XS	80	2276	2151	1969	1934
		0.438	18.98	—	120	3149	2976	2724	2676
		0.531	22.52	—	160	3979	3760	3442	3382
		0.674	27.54	XXS	—	5307	5015	4591	4511
6	6.625	0.280	18.97	STD	40	1206	1139	1043	1025
		0.432	28.57	XS	80	2062	1949	1784	1753
		0.562	36.42	—	120	2817	2663	2437	2395
		0.719	45.34	—	160	3760	3553	3252	3196
		0.864*	53.16	XXS	—	4660	4404	4031	3961
8	8.625	0.277	24.70	—	30	908	858	786	772
		0.322	28.55	STD	40	1098	1038	950	934
		0.406	35.66	—	60	1457	1377	1260	1238
		0.500	43.39	XS	80	1864	1762	1612	1584
		0.594	50.93	—	100	2278	2153	1970	1936
		0.719	60.69	—	120	2838	2682	2455	2413
		0.812*	67.79	—	140	3263	3084	2823	2774
		0.875*	72.42	XXS	—	3555	3359	3075	3022
		0.906*	74.71	—	160	3700	3496	3200	3145
10	10.750	0.250	28.04	—	20	636	601	550	541
		0.279	31.20	—	—	733	693	634	623
		0.307	34.24	—	30	827	781	715	703
		0.365	40.48	STD	40	1023	967	885	869
		0.500	54.74	XS	60	1485	1403	1284	1262
		0.594	64.40	—	80	1811	1712	1567	1540
		0.719	77.00	—	100	2252	2128	1948	1914
		0.844*	89.27	—	120	2700	2552	2336	2295
		1.000*	104.13	XXS	140	3271	3091	2829	2780
		1.125*	115.65	—	160	3737	3531	3232	3176

\*All welds must be stress relieved.

NOTE: Includes Corrosion/Mechanical strength allowance of 0.050 inches and 12½% variation below nominal wall thickness (Manufacturer tolerance).

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Nominal Size In	Outside Diameter In	Nominal Wall Thickness In	Nominal Weight Per Foot Lb	Weight Class	Schedule No.	MAXIMUM ALLOWABLE WORKING PRESSURES — PSIG					
						-20/400°F	401/500°F	501/600°F	601/650°F		
12	12.750	0.250	33.38	—	20	535	506	463	455		
		0.330	43.77	—	30	760	719	658	646		
		0.375	49.56	STD	—	888	839	768	755		
		0.406	53.56	—	40	976	923	845	830		
		0.500	65.42	XS	—	1246	1177	1078	1059		
		0.562	73.22	—	60	1425	1347	1233	1212		
		0.688	88.57	—	80	1794	1695	1552	1525		
		0.844*	107.29	—	100	2258	2133	1953	1919		
		1.000*	125.49	XXS	120	2730	2579	2361	2320		
		1.125*	139.68	—	140	3114	2943	2694	2647		
		1.312*	160.33	—	160	3700	3496	3200	3145		
14	14.000	0.250	36.71	—	10	487	460	421	414		
		0.312	45.68	—	20	645	610	558	549		
		0.375	54.57	STD	30	807	763	698	686		
		0.438	63.37	—	40	971	917	840	825		
		0.500	72.09	XS	—	1132	1070	979	962		
		0.594	85.01	—	60	1379	1303	1193	1172		
		0.750	106.13	—	80	1794	1696	1552	1525		
		0.938*	130.79	—	100	2304	2177	1993	1958		
		1.094*	150.76	—	120	2734	2584	2365	2324		
		1.250*	170.22	—	140	3171	2997	2743	2696		
		1.406*	189.15	—	160	3616	3417	3128	3074		
16	16.000	0.250	42.05	—	10	425	402	368	362		
		0.312	52.36	—	20	564	533	488	479		
		0.375	62.58	STD	30	705	666	610	599		
		0.500	82.77	XS	40	988	934	855	840		
		0.656	108.00	—	60	1345	1271	1164	1143		
		0.843*	137.00	—	80	1780	1682	1540	1513		
		1.031*	165.00	—	100	2225	2103	1925	1891		
		1.218*	193.00	—	120	2675	2528	2314	2274		
		1.437*	224.00	—	140	3212	3036	2779	2731		
		18	18.000	0.250	47.39	—	10	378	357	327	321
				0.312	59.03	—	20	501	473	433	425
0.375	70.59			STD	—	626	591	541	532		
0.438	82.06			—	30	752	710	650	639		
0.500	93.45			XS	—	876	828	758	745		
0.562	105.00			—	40	1001	946	866	851		
0.718	133.00			—	60	1319	1246	1141	1121		
0.937*	171.00			—	80	1771	1674	1532	1506		
1.156*	208.00			—	100	2232	2109	1931	1897		
1.343*	239.00			—	120	2632	2487	2277	2237		

\*All welds must be stress relieved.

## ANEXO 34: Metodología de probabilidad

