



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

*“Criterios de Selección de Tubería Clad Pipe
para el Transporte de Hidrocarburos Costa
Afuera en el Golfo de México”*

**TRABAJO MONOGRÁFICO DE ACTUALIZACIÓN
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

INGENIERO QUÍMICO METALÚRGICO

PRESENTA:

ANGEL ALEJANDRO ESPINOSA TIBURCIO



México, D.F.

Septiembre 2012



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Jurado asignado:

Presidente: I.Q.M. Guillermo Fausto Salas Banuet

Vocal: Dr. Francisco Javier Rodríguez Gómez

Secretario: Dr. Pedro Hernández Hernández

1er. Suplente: I.Q.M. Gerardo Arámburo Pérez

2do. Suplente: I.Q.M. José Guadalupe Ramírez Vieyra

Sitio donde se desarrolló el tema:

Oficinas centrales de Petróleos Mexicanos y del Instituto Mexicano del Petróleo.

Asesor:

Dr. Pedro Hernández Hernández

Supervisor técnico:

Dr. José Juan Carlos Sánchez Ghenno

Sustentante:

Angel Alejandro Espinosa Tiburcio

Agradecimientos

A Dios, por darme la oportunidad de llegar hasta aquí.

A mi alma máter, la Universidad Nacional Autónoma de México, por dejarme ser parte de esta experiencia... "ser Universitario".

A mi querida Facultad de Química, por darme la oportunidad de formarme dentro de sus aulas.

Al Dr. José Juan Carlos Sánchez Ghenno, por brindarme su apoyo durante todo este proceso de titulación.

Al Ing. José Luís Rodríguez Marín, por otorgarme las facilidades necesarias para poder completar esta etapa.

Al Dr. Pedro Hernández Hernández, por asesorarme en todo momento durante la elaboración de esta tesis.

A mis sinodales, los profesores Guillermo Fausto Salas Banuet y Francisco Javier Rodríguez Gómez, por enriquecer este trabajo con sus conocimientos.

Dedicatorias

A mi madre, por ser mi mejor amiga, aconsejándome y brindándome su apoyo incondicional en todos los sentidos.

A mi padre, porque siempre me ha dado todo lo necesario para poder cumplir mis metas.

A mi hermana, porque ha sido el ejemplo a seguir y he aprendido tanto de sus aciertos como de los momentos difíciles.

A todos los miembros de mi familia, porque cada uno de ellos me ha alentado y apoyado para seguir adelante.

A mis amigos, por siempre estar ahí y brindarme la confianza de poder contar con ellos.

A mi tío David Tiburcio Felgueroso Q.E.P.D., por inspirarme a estudiar esta carrera tan demandante y a su vez, tan bella.

Resumen

La perspectiva actual de explotación de hidrocarburos en condiciones más severas que las comúnmente manejadas en México, demanda el uso de ductos fabricados con materiales de mayor resistencia a la corrosión y un óptimo costo-beneficio. La tubería "Clad Pipe", compuesta por un material de respaldo, generalmente acero grado API y con un revestimiento interno de una aleación resistente a la corrosión (CRA), representa una potencial solución.

En este trabajo se proporciona un amplio panorama con respecto a los retos que implica el transporte y manejo de hidrocarburos costa afuera, así como los riesgos asociados. Además se abordan en detalle los aspectos a considerar para la selección de Clad Pipe como una tecnología alternativa para el manejo y transporte de hidrocarburos en aguas mexicanas del Golfo de México. Para lo anterior, se establecen trece criterios adicionales a los contenidos en la norma API 5LD [1] y se identifica la normatividad extranjera e internacional vigente a considerar, en la elaboración de una norma de referencia nacional para el uso de Clad Pipe en nuevos proyectos de PEMEX en el Golfo de México.[2]

Palabras clave: Clad Pipe, acero, revestimiento, aleación resistente a la corrosión, selección de materiales, hidrocarburos, PEMEX, Golfo de México.

Abstract

The actual perspective of exploitation of hydrocarbons, in conditions more severe than those commonly handled in Mexico, demand for tubular products with materials of higher corrosion resistance with an effective cost. The bimetallic pipe "Clad Pipe"; comprising a backing material, usually API grade steel and an inner cladding made of corrosion resistant alloy (CRA), represents a potential solution.

This paper provides a broad overview over the challenges that offshore hydrocarbons transport and handling represents, as well as the associated risks. Also the aspects to be considered in the selection of Clad Pipe, as an alternative technology for handling and transport of hydrocarbons in Mexican waters in the Gulf of Mexico, are covered in detail. For this, complementary selection criteria to those contained in API 5LD are established [1], also international and non-national standards are identified to be considered in the development of a national reference standard for the use of Clad Pipe in new PEMEX developments in the Gulf of Mexico.[2]

Keywords: Clad Pipe, steel, cladding, CRA, materials selection, hydrocarbons, PEMEX, GoM.

Contenido

1	Introducción	1
2	Metodología de trabajo	3
3	Estado del arte	5
4	Marco teórico	10
4.1	Producción de hidrocarburos en el Golfo de México	11
4.2	Características de los productos transportados	13
4.2.1	Clasificación del medio	13
4.2.2	Contenido de agua	14
4.2.3	Densidad del crudo	15
4.2.4	Viscosidad.....	16
4.2.5	Actividad microbiológica	16
4.2.6	Corrosividad del medio	17
4.3	Causas de falla durante la producción de hidrocarburos	21
4.3.1	Corrosión por CO ₂ y H ₂ S	22
4.3.2	Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC)	23
4.3.3	Agrietamiento (SSC/SCC) causado por H ₂ S	23
4.3.4	Agrietamiento en presencia de Álcalis (ASCC).....	24
4.3.5	Agrietamiento (SCC) en ausencia de H ₂ S	25
4.3.6	Corrosión por erosión	25
4.4	Costos por falla durante la producción de crudo y gas	26
4.5	Métodos de prevención de fallas en ductos de transporte de hidrocarburos.....	27
4.5.1	Tratamiento con inhibidores	27
4.5.2	Recubrimientos plásticos.....	29
4.5.3	Selección del material	29
4.5.3.1	Tubería de Acero al Carbono (Carbon Steel Pipe)	30

4.5.3.2 Tubería sólida de Aleación Resistente a la Corrosión (Solid CRA Pipe)	31
4.5.3.3 Tubería bimetálica (Lined & Clad Pipe).....	31
4.6 Tubería Clad Pipe.....	33
4.6.1 Proceso de fabricación	33
4.6.2 Fabricación de placa bimetálica.....	35
4.6.3 Fabricación de Clad Pipe a partir de una placa bimetálica	35
4.6.4 Materiales de respaldo (backing materials).....	35
4.6.5 Materiales de revestimiento (cladding materials)	40
4.6.6 Proceso de soldadura	43
4.6.6.1 Preparación de las terminaciones	43
4.6.6.2 Procedimiento de soldadura	43
4.6.6.3 Material de aporte.....	46
4.6.7 Normatividad	47
5 Desarrollo.....	52
5.1 Experiencia de fabricación e instalación	52
5.2 Características del medio	60
5.3 Presencia de agua.....	63
5.4 pH del sistema	65
5.5 Presión parcial de gases ácidos.....	66
5.6 Contenido de cloruros	67
5.7 Temperatura de operación	68
5.8 Tipo de hidrocarburo	69
5.9 Condiciones de flujo	70
5.10 Requerimientos mecánicos y de diseño.....	74
5.11 Tipo de material	78
5.12 Mapas de selección de materiales	80
5.13 Costos.....	83

6	Análisis	87
7	Observaciones.....	90
8	Recomendaciones	91
9	Referencias.....	92

1 Introducción

Actualmente la explotación de hidrocarburos costa afuera en el Golfo de México implica muchos retos en el manejo y transporte de la producción. A futuro se espera la utilización de tubería Clad Pipe para este manejo y transporte de hidrocarburos, ya que existen nuevos e importantes yacimientos descubiertos que sugieren condiciones de operación mucho más agresivas debido al aumento de las temperaturas, las presiones y los medios corrosivos, tanto en aguas someras como en aguas profundas.[3] Además existe el requerimiento por parte de la Industria Petrolera de un periodo de vida útil para los ductos de transporte, mayor a veinte años.[4]

Los principales objetivos de este trabajo son: establecer criterios que complementen los requerimientos para la selección de tubería Clad Pipe, así como identificar la normatividad extranjera e internacional vigente para la elaboración de una norma de referencia nacional que regule su utilización en México. También servirá como material de consulta para Petróleos Mexicanos, facilitando la toma de decisiones con respecto a la selección de los materiales para los ductos que transportan hidrocarburos, en nuevos campos petroleros de las aguas profundas mexicanas en el Golfo de México, así como en los procesos de recuperación secundaria de campos maduros.

El presente trabajo de tesis está dividido en nueve secciones principales. La presente sección es una introducción al documento que hace énfasis en la relevancia y objetivos del trabajo de tesis. Las secciones dos y tres, contienen la metodología de trabajo y una revisión del estado del arte del tema desarrollado, respectivamente. En la cuarta sección, se establece un marco teórico que incluye un panorama actual de la explotación de yacimientos costa afuera en el Golfo de México, las principales causas de falla en ductos que transportan hidrocarburos y algunos métodos para su

prevención; también se describen los tipos de tubería Clad Pipe existentes y algunas características de su proceso de fabricación. Los criterios que se plantean para la selección de tubería Clad Pipe son incluidos en la quinta sección. Estos criterios consideran la experiencia de fabricantes y operadores, las características del medio transportado y el tipo de fluido, especies agresivas presentes, requerimientos de diseño y tipo de materiales, además de aspectos de costo-beneficio. Se incluye una sexta sección de análisis, donde se resaltan posibles ventajas y desventajas de la selección de este tipo de tubería. En la séptima y octava sección, se emiten las conclusiones y algunas recomendaciones para trabajos futuros, respectivamente. En la sección final, se enlistan las referencias bibliográficas consultadas durante el desarrollo de este trabajo.

2 Metodología de trabajo

Para la realización de la presente investigación, es necesario establecer una metodología que permita llevar a cabo la revisión de los recursos bibliográficos disponibles y así, conocer el estado del arte y recopilar la información necesaria para el desarrollo del tema. Para ello se incluye un cronograma de trabajo que incluye las actividades específicas a realizar durante el desarrollo de la tesis.

Actividad	Semana															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	X															
2	X															
3		X														
4		X														
5		X														
6			X													
7			X													
8			X													
9				X												
10				X												
11					X	X	X	X								
12								X								
13									X	X	X	X				
14											X	X	X			
15													X			
16													X			
17													X			
18													X			
19														X		
20															X	
21																X

Notas:

- Actividad 1. Determinación del tema de tesis.
- Actividad 2. Determinación de los objetivos de tesis.
- Actividad 3. Desarrollo de una metodología de trabajo.
- Actividad 4. Elaboración de un plan de trabajo.
- Actividad 5. Determinación de las posibles fuentes de información.
- Actividad 6. Consulta a las bases de datos, literatura especializada, normatividad existente, trabajos relacionados, fabricantes y operadores.
- Actividad 7. Revisión, selección, recopilación y análisis de la información.
- Actividad 8. Revisión del estado del arte.
- Actividad 9. Elaboración de la introducción.
- Actividad 10. Determinación de los temas a incluir en el marco teórico.
- Actividad 11. Elaboración del marco teórico.
- Actividad 12. Determinación de los criterios a desarrollar en el tema central de tesis.
- Actividad 13. Desarrollo de los criterios de selección de tubería Clad Pipe.
- Actividad 14. Análisis y discusión de los resultados mostrados durante el desarrollo del tema central de tesis.
- Actividad 15. Obtención y redacción de conclusiones.
- Actividad 16. Elaboración de recomendaciones a futuro.
- Actividad 17. Inserción de referencias bibliográficas.
- Actividad 18. Generación de un borrador.
- Actividad 19. Revisión del borrador.
- Actividad 20. Corrección del borrador.
- Actividad 21. Entrega de la versión final de tesis.

3 Estado del arte

El término “Estado del arte” hace referencia a la situación actual de la investigación acerca de tubería Clad Pipe, así como de algunos temas relacionados. Durante la revisión del estado del arte se consultan diversas bases de datos electrónicas disponibles en el centro de información petrolera, ubicado en el Instituto Mexicano del Petróleo, con la finalidad de conocer el interés científico actual referente a la tubería Clad Pipe.[5] La base de datos que se selecciona es EI-Village-Compendex debido a que permite manejar los datos y así, realizar una evaluación estadística de la relevancia de este tema, basándose en descriptores.

También se consultan otros recursos bibliográficos como reportes, revistas, libros y manuales de tópicos relacionados con la Industria Petrolera, equipos y tubería utilizada, procesos de manufactura, ingeniería costa afuera y selección de materiales. Además de normas existentes vigentes, tanto nacionales como extranjeras e internacionales, que hacen referencia a la tubería utilizada en el manejo y transporte de hidrocarburos costa afuera y otras más, relacionadas con el control y la prevención de la corrosión en ambientes característicos de la Industria Petrolera.

La tendencia de la producción de información referente a este tipo de tubería en los años más recientes, se resume en la Figura 1, donde se puede observar que la producción de información referente a Clad Pipe en la actualidad es del orden de 6 a 1 en comparación con la generada durante los años noventa. Con esto se puede corroborar que Clad Pipe es una tecnología que ha venido adquiriendo gran popularidad [5] y se considera de interés actual al ser una de las nuevas alternativas empleadas por la Industria Petrolera para el transporte de hidrocarburos costa afuera, en diversos lugares del mundo.

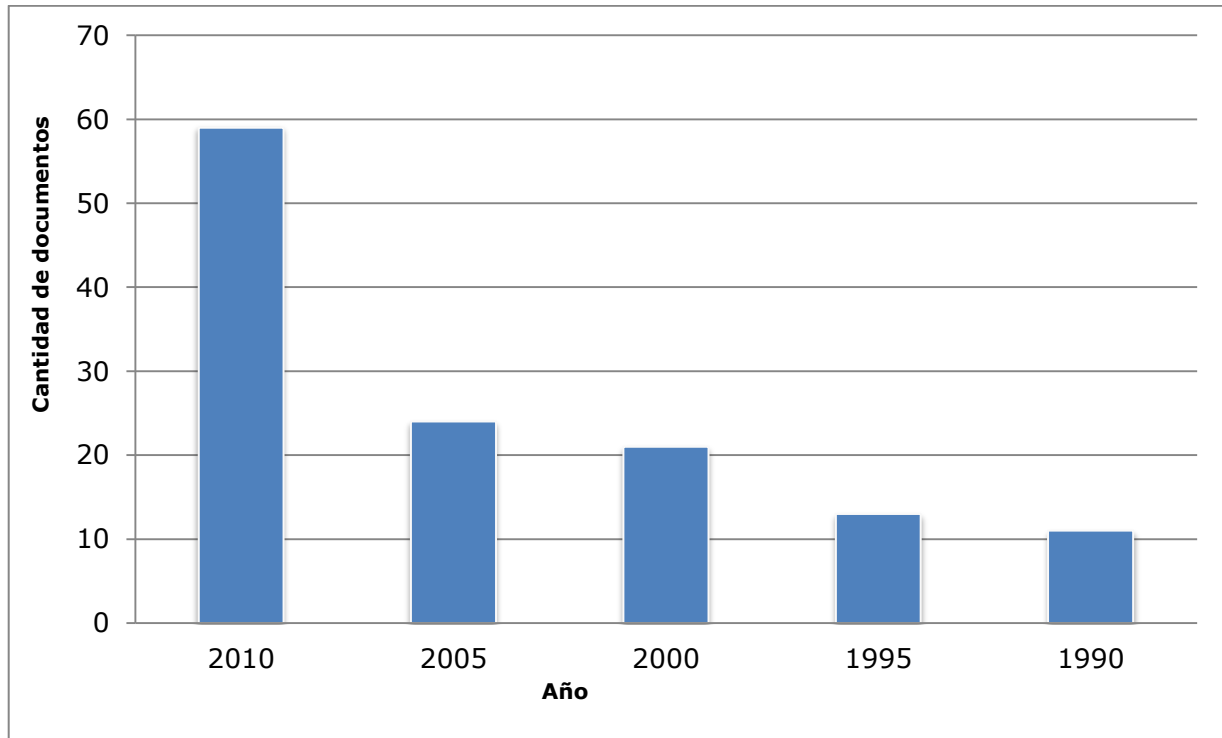


Figura 1. Tendencia de la producción de información referente a Clad Pipe en los últimos veinte años, resultado del análisis de registros de la base de datos EI-Village Compendex.

Por otra parte en la Figura 2, se muestra que los Estados Unidos y Japón son los principales interesados en este tema, lo cual tiene que ver con el hecho de que muchas de las grandes compañías petroleras operan en el Golfo de México del lado americano (por ejemplo Exxon Mobil, Chevron, Shell, BP, etc.). Es ahí donde se tiene la mayor cantidad de pozos en explotación y recientemente, se han descubierto extensos campos en aguas profundas. En el caso de Japón, aunque no es un país petrolero, su producción científica se debe a su amplia capacidad de manufactura de tubería para la Industria del Petróleo.

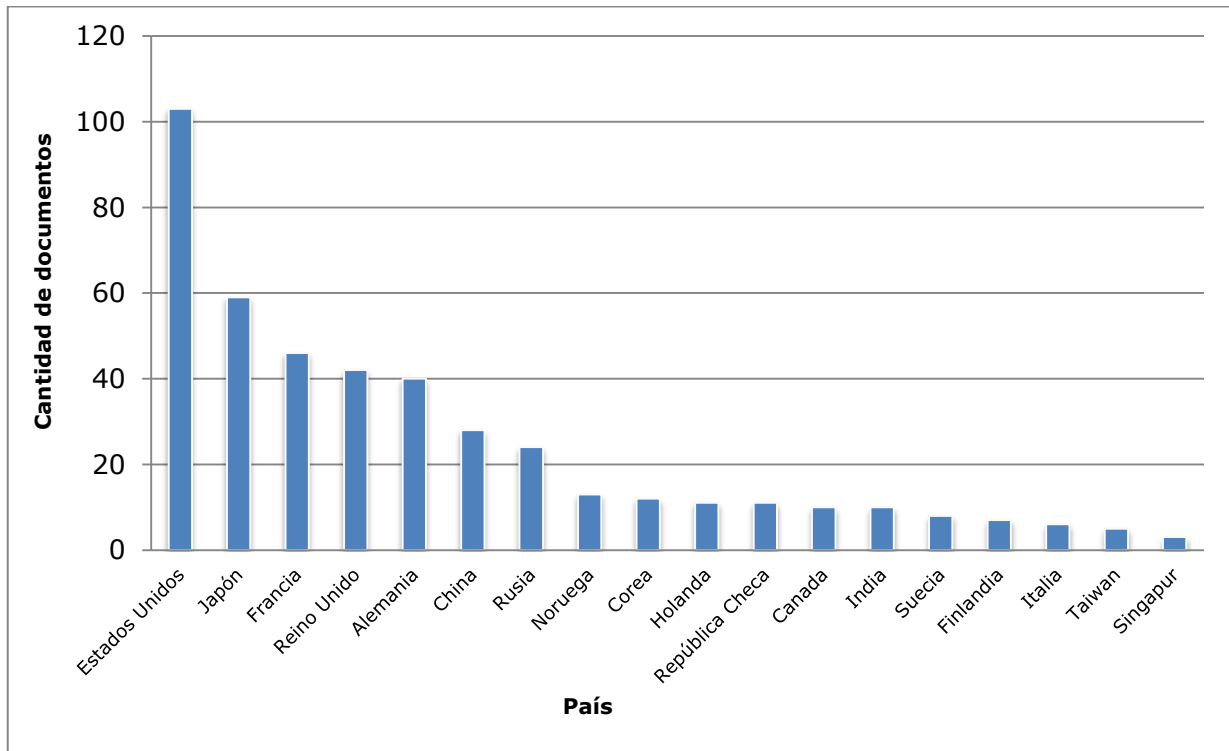


Figura 2. Producción por país de información relacionada a Clad Pipe en los últimos veinte años, resultado del análisis de registros de la base de datos EI-Village Compendex.

En la Figura 3 se puede notar que la ASME (American Society of Mechanical Engineers) es la organización que produce más documentos referentes a Clad Pipe, pero solo enfocados en aspectos mecánicos de la tubería. También se incluyen otras organizaciones que están dedicadas al estudio de ingeniería costa afuera y temas de corrosión, entre otros.

Finalmente en la Figura 4, se muestran los descriptores mayormente citados que se relacionan directamente con Clad Pipe, como son: *acero*, *tubería* y *revestimiento*, entre otros. Esto se debe a que Clad Pipe consiste en una tubería bimetálica de acero al carbono con un revestimiento interno de una *aleación resistente a la corrosión (CRA)*. [6]

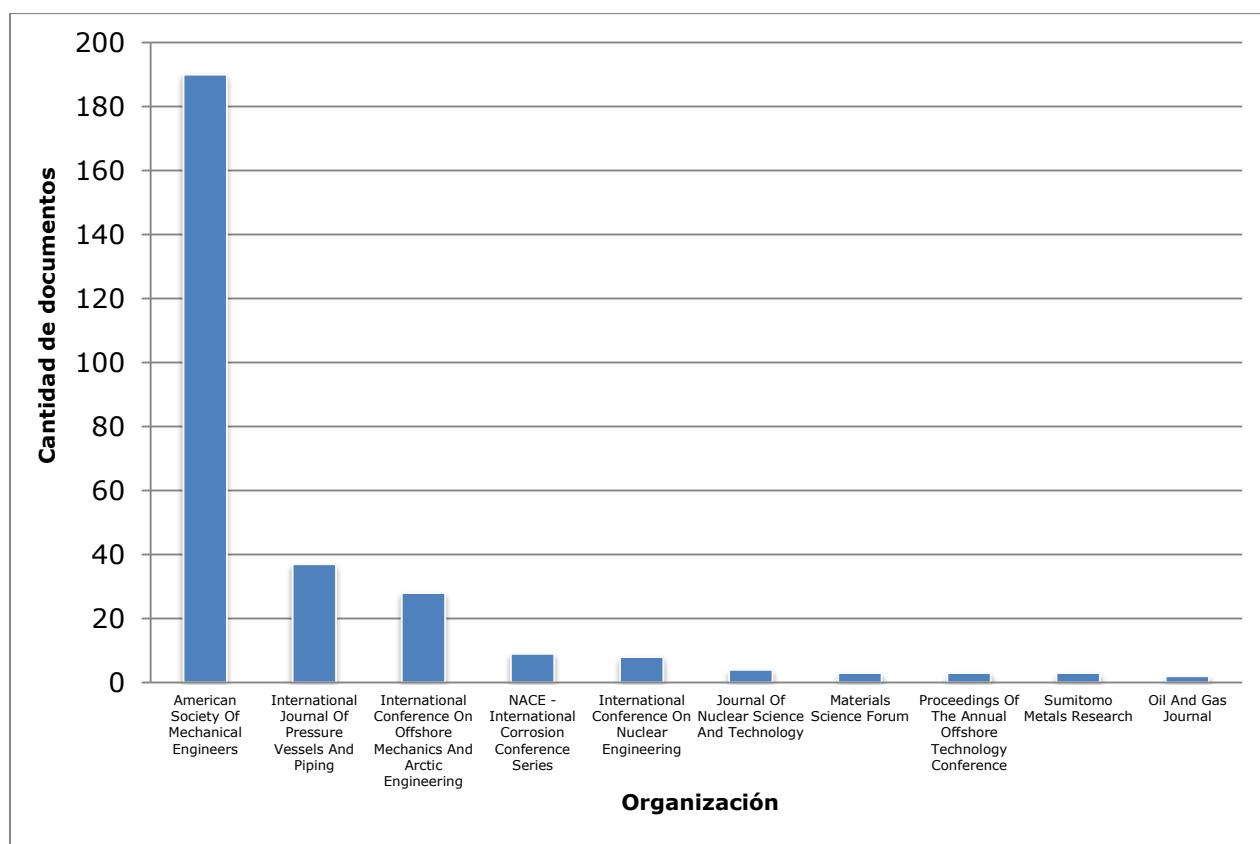


Figura 3. Producción por organización de información relacionada a Clad Pipe en los últimos veinte años, resultado del análisis de registros de la base de datos EI-Village Compendex.

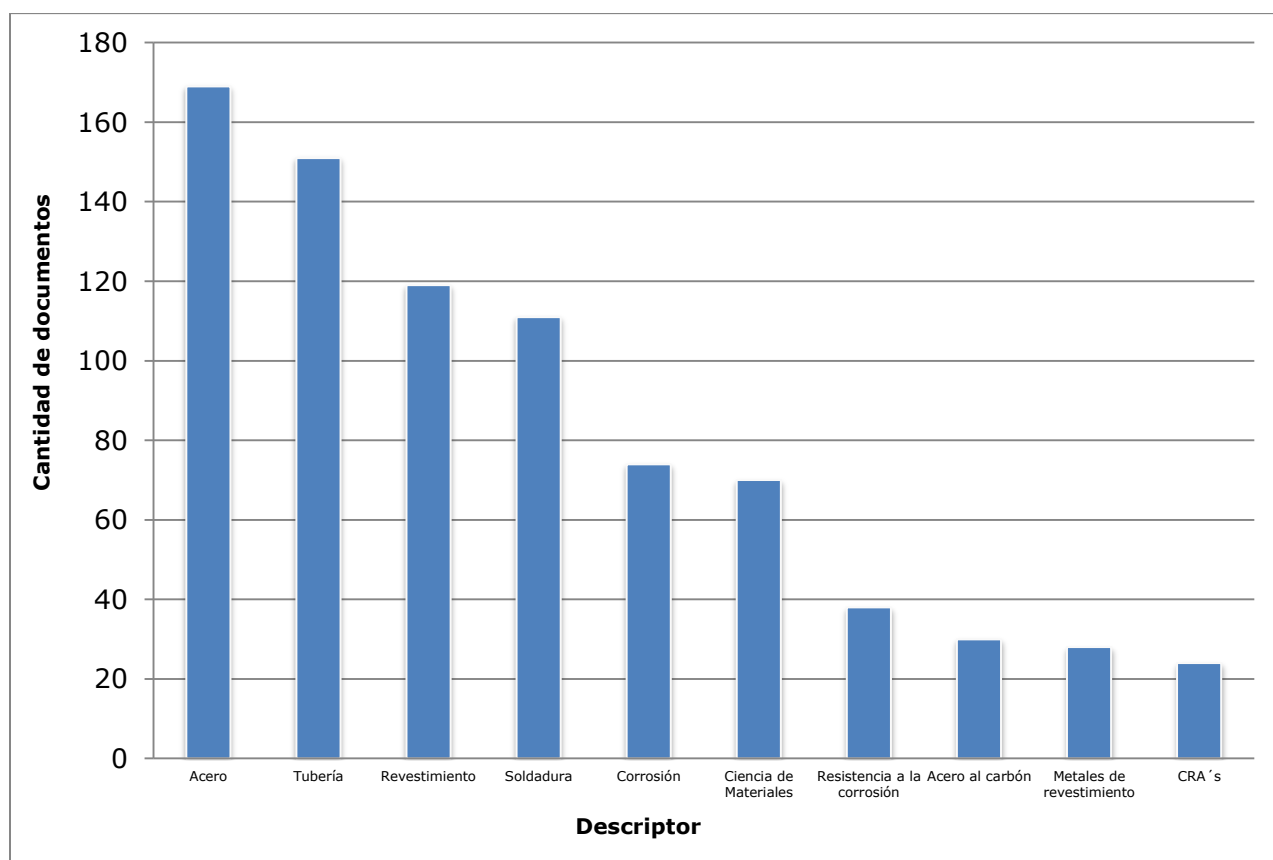


Figura 4. Producción por descriptores de información relacionada a Clad Pipe en los últimos veinte años, resultado del análisis de registros de la base de datos EI-Village Compendex.

4 Marco teórico

El reciente incremento en la demanda de energía y el lento desarrollo de fuentes alternativas de la misma, han mantenido a los combustibles fósiles como la principal fuente energética del mundo.[7] Aún con la declinación del petróleo en los últimos años, los hidrocarburos representan alrededor del 60% del total de la energía consumida en el planeta.[8]

La producción de gas y crudo abarca una gran variedad de ambientes corrosivos que deben ser considerados durante el proceso de selección de materiales y el control de la corrosión.[9] La explotación de estos hidrocarburos involucra la producción del gas y el crudo junto con salmueras asociadas y gases ácidos como CO_2 y H_2S . [10] Algunos ácidos minerales son también frecuentemente utilizados durante el proceso de producción para mejorar la explotación del pozo.[11]

Las operaciones de producción incluyen pozos y tuberías usadas para la recolección y el transporte de gas, crudo y fluidos asociados, además de instalaciones para separación y tratamiento de los fluidos, entre otras. Los pozos varían enormemente en tamaño, profundidad y ambientes corrosivos, además la temperatura puede variar desde los 25 hasta los 250°C, y las presiones van desde la atmosférica hasta aproximadamente 25,000 psi.[12]

Generalmente para la transportación de petróleo crudo, gas, condensados y otros productos, se utilizan tuberías de acero al carbono. Sin embargo en la cabeza del pozo y previo al primer tratamiento de los productos, se presentan frecuentemente condiciones muy agresivas por altos contenidos de H_2S , CO_2 y agua, altas presiones y altas temperaturas. Por lo tanto el uso de aleaciones resistentes a la corrosión es recomendado, ya sea como tubería sólida ó como material de revestimiento interno en tubería convencional de acero al carbono.[13-16]

4.1 Producción de hidrocarburos en el Golfo de México

Los pozos petroleros situados en el Golfo de México tienen una importancia clave para el futuro de la Industria Petrolera Mexicana, por lo que es vital para el progreso de la misma, estar a la vanguardia en temas de tecnología para la exploración y explotación de hidrocarburos tanto en aguas someras como en aguas profundas (ver Tabla 1).[17] En la actualidad como resultado de una exploración más agresiva, se ha incrementado la actividad en el Golfo de México [2], y es debido a esa constante actividad para localizar y producir una mayor cantidad de petróleo crudo y gas cada año, que Petróleos Mexicanos tendrá que enfrentar el reto de operar en sitios cada vez más remotos y en ambientes mucho más difíciles.[18]

Tabla 1. Clasificación batimétrica de yacimientos en México.[19]

Profundidad (m)	Criterio
O a 500	Aguas Someras
500 a 1500	Aguas Profundas
Mayor a 1500	Aguas Ultra profundas

Por otra parte debido a que los yacimientos existentes en México han comenzado su declinación, se ha iniciado el uso de nuevas tecnologías de producción que aumentarán la severidad de los hidrocarburos a explotar. Estas tecnologías consideran la inyección de gases inertes, nitrógeno y otros gases como el CO₂. También existen otras tecnologías de reactivación de la producción que están basadas en procedimientos alternativos como el uso de micro-organismos, la reinyección de gases ácidos (H₂S), el bombeo neumático e hidráulico, etc. Se calcula que los yacimientos en México solo han sido explotados aproximadamente un 35%.[20]

Por todo lo anterior es prioritario para Petróleos Mexicanos, trabajar en nuevos retos para la explotación de nuevos yacimientos en aguas someras (Tsimin y Ayatsil) y en aguas profundas (Lakach), además de lograr mejorar la producción de campos maduros situados en el Golfo de México.[21]

Se estima que con la aportación de pozos maduros, se permitiría elevar nuevamente la producción actual en México hasta una meta de 3 millones de barriles por día (bpd) en el 2015. Por ejemplo, los campos Ayatsil y Tsimin producirán en conjunto aproximadamente 300,000 bpd una vez que hayan iniciado sus operaciones (ver Figura 5).[21]

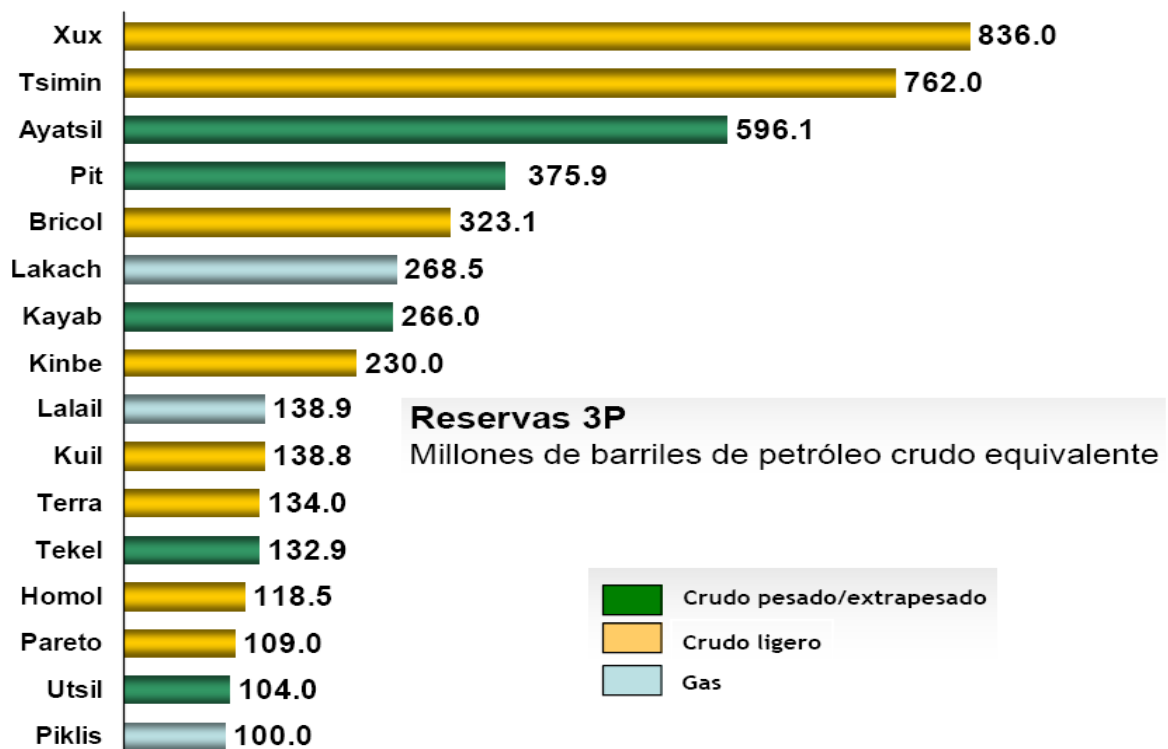


Figura 5. Reservas 3P (posibles, probables y probadas) de México ubicadas en Golfo de México.

PEMEX ha estimado también que de un total de 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos potenciales que tiene

el país, aproximadamente el 55% ó cerca de 30 mil millones de barriles, se localizan en sus aguas profundas.[7]

Por ello la paraestatal se encuentra trabajando en la planeación del desarrollo de varios proyectos, como el proyecto para el campo Lakach de gas no asociado, localizado frente a las costas de Veracruz en un tirante de aproximadamente 988 m de agua, el cual se encuentra actualmente en la fase de ingeniería básica.[20]

Otro de los proyectos más novedosos en la cartera de PEMEX, es el inicio de la exploración en el *Polígono Perdido* para lo cual cuenta ya con tres plataformas de última generación, las cuales incluyen la mejor y más reciente tecnología mundial y servirán para trabajar a profundidades de más de tres mil metros en el Golfo de México. En el área de *Perdido*, nuestro país cuenta con inmensas reservas petrolíferas y es de los pozos Supremos y Maximino, de los que se espera obtener las mayores cantidades de producción.[19, 22]

4.2 Características de los productos transportados

4.2.1 Clasificación del medio

Los hidrocarburos presentes en los pozos petroleros se pueden clasificar como dulces ó amargos. El término “amargo” se refiere a la presencia de compuestos de azufre en el fluido transportado, por encima de cierta concentración específica, y el término “dulce” se refiere a un medio “no amargo”. Normalmente el petróleo crudo es considerado amargo si tiene un contenido aproximado de azufre mayor al 2% total.[11]

Para los sistemas gaseosos, la clasificación de “amargo” se le da a un gas que incluye una presión parcial de H_2S mayor a 0.05 psi (lb/in²), según el

estándar NACE MR0175 “Materials for use in H₂S-containing environments in Oil and Gas Production”. Los sistemas amargos multifásico (gas-crudo-agua) son abordados por separado en el mismo estándar, ahora conocido como ANSI/NACE MR0175/ISO 15156.[23]

4.2.2 Contenido de agua

Otra característica importante de los productos transportados es el contenido de agua, ya que el agua que está en contacto con la superficie del material dentro del ducto incrementa su susceptibilidad a la corrosión.[24] Las principales fuentes de agua dentro de los ductos pueden originarse de las siguientes maneras:

- En la fabricación de la tubería se le hacen pruebas hidráulicas para asegurar su integridad. Si la tubería no se seca apropiadamente después de dicha prueba, el agua se puede acumular en las regiones bajas y a lo largo de la misma.
- En una línea de producción el agua está presente como agua de formación y esta contenida en el hidrocarburo dentro del yacimiento. Inicialmente el agua de formación transportada puede ser mínima, pero como la producción es continua, la cantidad de agua acumulada se incrementa.
- El contenido de agua en una línea de producción de gas depende también del contenido de impurezas en el gas. Debajo del punto de rocío, el agua precipita fuera del gas y se acumula en las regiones bajas.

La caracterización del tipo de hidrocarburo transportado es un factor primordial para determinar si el agua podría estar en contacto con la superficie del ducto y para estimar la corrosividad del medio.[25, 26]

4.2.3 Densidad del crudo

Los grados API son una medida adoptada convencionalmente por la industria del petróleo relacionada con el peso de los productos derivados del petróleo con referencia al agua. En términos generales se considera que cuando el producto es más liviano que el agua y flota sobre ella, su grado API es mayor a 10 en una escala relativa.[27] Un grado API menor a 10, se le asigna a productos más pesados que el agua y los cuales se pueden asentar aun cuando se encuentran mezclados.

El petróleo crudo se clasifica basándose en una escala relativa, como ligero, mediano, pesado y extra-pesado de acuerdo a la medida de gravedad ó densidad API que tenga:

- *Crudo ligero* se refiere al petróleo crudo que tiene una relación de densidad mayor a 31.1 grados API.
- *Crudo mediano* es aquel que tiene una relación de densidad entre 22.3 y 31.1 grados API.
- *Crudo pesado* es definido como aquél que tiene una relación de densidad entre 10 y 22.3 grados API.
- *Crudo extra-pesado* es aquél que tiene una relación de densidad menor a 10 grados API.

4.2.4 Viscosidad

Otra propiedad física que caracteriza a los hidrocarburos es la viscosidad (μo), que puede definirse como la resistencia de un fluido al movimiento o como una medida de la fricción interna. La viscosidad es una característica importante para los aspectos operacionales de la producción y el transporte, debido a que define los patrones de flujo.[28] En la Tabla 2 se muestran algunos factores que afectan la viscosidad de los crudos y la manera en que estos la modifican.

Tabla 2. Factores que afectan la viscosidad de crudos.

Parámetro		Viscosidad (μo)
Composición	Grados API mayores	Disminuye
Temperatura	Aumenta	Disminuye
Presión	---	---
<i>Para crudos sub-saturados</i>	Disminuye	Disminuye
<i>Para crudos saturados</i>	Disminuye	Aumenta
Gases en solución	Aumentan	Disminuye

4.2.5 Actividad microbiológica

En los sistemas de producción de crudo, aceite, gas y agua, la existencia de bacterias puede causar daños importantes como la corrosión en aceros, el taponamiento de equipos y la generación de H_2S . [29]

Las bacterias presentes en los sistemas de producción de acuerdo a ISO 21457[26] pueden clasificarse en dos tipos:

- *Bacterias aerobias*: Se reproducen en presencia de oxígeno (mínimo 0.2-0.5 ppm). Las más importantes son las formadoras de lama y las que depositan compuestos de hierro.
- *Bacterias anaerobias*: Son las que más afectan los sistemas de producción. La mayoría producen iones sulfuro y forman H_2S en presencia de agua, creando una solución ácida y por lo tanto corrosiva.

4.2.6 Corrosividad del medio

Otra característica importante del medio transportado que debe considerarse es la corrosividad general, la cual debe determinarse mediante una evaluación de la corrosión por alguno de los procedimientos existentes, tomando en cuenta a los materiales involucrados en la selección de la tubería o ducto. A continuación de la tabla 3 a la 8, se resumen los efectos o factores específicos que definen la corrosividad de los hidrocarburos.[12]

La corrosión por H_2S es conocida como “corrosión ácida”. Es posible debido a que se estima que el H_2S es setenta veces más soluble en agua que el oxígeno y puede estar presente en los sistemas que contienen agua de formación, se origina como resultado del metabolismo de las bacterias sulfato-reductoras (SRB, por sus siglas en inglés).

En la Tabla 3 se puede notar que en contenidos de H_2S menores a cuatro partes por millón, el medio no se considera corrosivo, mientras que en contenidos mayores a 4 ppm si es considerado corrosivo.

Otro factor que es primordial en la determinación de la corrosividad del medio es el contenido de CO_2 . Generalmente el CO_2 se ioniza y disuelve en el agua para formar ácido carbónico, disminuyendo el pH. Las condiciones más

importantes que gobiernan la solubilidad del CO_2 son la presión, la temperatura, el pH y la composición química del agua.[30] La presión es el factor más influyente, especialmente en sistemas de gas condensado donde el contenido de minerales disueltos es bajo.[31] La Tabla 4 permite observar que a contenidos menores a 7 psi (lb/plg²) el medio no es considerado corrosivo, sin embargo para contenidos mayores si se considera corrosivo.

Tabla 3. Criterios de corrosividad de acuerdo al contenido de H_2S .

Contenido de H_2S (ppm)	Corrosividad
Menor a 4 ppm	No corrosivo
Mayor a 4 ppm	Corrosivo

Tabla 4. Criterio de corrosividad de acuerdo al contenido de CO_2 .

Presión parcial de CO_2 (psi)	Corrosividad
Menor a 7 psi	No corrosivo
De 7 a 30 psi	Corrosividad moderada
Mayor a 30 psi	Corrosividad alta

Por otra parte, se conoce que el oxígeno es el gas de mayor potencial para la promoción de la corrosión y puede estar disuelto a bajas concentraciones (<1 ppm) causando corrosión, además su combinación con el CO_2 y el H_2S incrementa drásticamente el fenómeno corrosivo.[12] En la Tabla 5 se muestran algunos criterios de corrosividad tomando en cuenta el contenido de oxígeno disuelto en el hidrocarburo. Para un bajo corte de agua de producción el medio se considera altamente corrosivo a concentraciones mayores de siete partes por millón, mientras que para altos cortes de agua

de producción, es considerado altamente corrosivo desde concentraciones por encima de 1 ppm de oxígeno disuelto.

Tabla 5. Criterios de corrosividad de acuerdo al contenido de oxígeno.

Oxígeno disuelto (ppm)	Corrosividad
Bajo corte de agua de producción	
<i>Menor a 7 ppm</i>	Corrosividad baja
<i>Mayor a 7 ppm</i>	Corrosividad alta
Alto corte de agua de producción	
<i>Menor a 1 ppm</i>	Corrosividad baja
<i>Mayor a 1 ppm</i>	Corrosividad alta

Tabla 6. Criterios de corrosividad de acuerdo al contenido de cloruros.

Iones Cloruro (ppm)	Corrosividad
Menores a 50 ppm	Corrosividad baja
De 50 a 200 ppm	Corrosividad moderada
Mayores de 200 - 500 ppm	Corrosividad severa

La presencia de sales que contienen cloruros, comúnmente encontrados en líneas de producción de gas y agua, incrementa la conductividad eléctrica y por lo tanto la corrosividad del agua, lo que puede resultar en corrosión localizada (Pitting, término en inglés) y/o en corrosión general.[25, 32, 33] A continuación en la Tabla 6 se puede observar que cuando el medio presenta cloruros en concentraciones por debajo de 50 ppm es considerado poco corrosivo, mientras que los medios que contienen cloruros en concentraciones desde 50 hasta 200 ppm se consideran moderadamente corrosivos, siendo los más corrosivos aquellos medios con concentraciones mayores a 200 ppm.

Otro indicador que puede definir la corrosividad del medio es la presencia de hierro disuelto o en suspensión total. Este contenido de hierro puede ser un indicio de corrosión, ya que una disminución después de haber iniciado un tratamiento contra la corrosión puede indicar rápidamente la efectividad del mismo. La Tabla 7 indica que al existir contenidos de hierro menores a cinco partes por millón en el medio, no es considerado corrosivo sin embargo a contenidos mayores ya se considera corrosivo.

Tabla 7. Criterios de corrosividad de acuerdo al contenido de hierro.

Hierro total (ppm)	Corrosividad
Menor a 5 ppm	No corrosivo
Mayor a 5 ppm	Corrosivo

Tabla 8. Criterios de corrosividad de acuerdo al contenido de STD.

Sólidos Totales Disueltos – STD (ppm)	Corrosividad
Menores a 250 ppm	No corrosivo
De 250 a 500 ppm	Corrosividad ligera
De 500 a 1000 ppm	Corrosividad moderada
De 1000 a 5000 ppm	Corrosividad alta
Mayores a 5000 ppm	Corrosividad muy alta

Por último, los sólidos totales disueltos (STD) tales como el carbonato y el bicarbonato, también pueden modificar la corrosividad del medio. La razón es que a medida que los sólidos disueltos se incrementan, la solubilidad del oxígeno disminuye, por lo tanto la velocidad de corrosión, que depende de la difusión del oxígeno sobre el área catódica que se establece por las reacciones metal-líquido, disminuye. El valor de STD puede ser calculado a

partir de la conductividad eléctrica, de acuerdo a $STD \text{ (mg/L)} = 0.5 \text{ EC}$ (uS/cm). Donde EC es la conductividad eléctrica.[29]

4.3 Causas de falla durante la producción de hidrocarburos

La importancia que existe en llevar a cabo una eficiente caracterización del medio, además de la correcta selección de materiales, es poder evitar fallas en los ductos.

Tabla 9. Susceptibilidad de algunos materiales a ciertos mecanismos de corrosión.[26]

Mecanismo de corrosión	Aceros al carbono y aceros de baja aleación	Aleaciones Resistentes a la Corrosión (CRA's)
CO ₂ y H ₂ S	Si	Si (a)
MIC	Si	Si
SSC/SCC causado por H ₂ S	Si	Si
HIC	Si	No
ASCC	Si	No
SCC sin H ₂ S	No	Si
<i>Nota:</i> (a) La presencia de H ₂ S en combinación con CO ₂ puede también ocasionar ataque localizado en CRA's. Los parámetros críticos son la temperatura, el contenido de cloruros, el pH y la presión parcial de H ₂ S. No hay límites generalmente aceptados y los límites varían según el tipo de CRA.		

La norma ISO 21457 [26] recomienda que la evaluación de la corrosión debe basarse en un modelo predictivo o con datos de campo, los cuales deben estar establecidos y acordados con el operador, por lo tanto la velocidad de corrosión debe ser calculada anticipadamente para las

condiciones de operación conocidas. La Tabla 9 nos muestra los principales mecanismos de corrosión causantes de falla que pueden presentarse durante la producción y el transporte de hidrocarburos, además de la susceptibilidad de algunos materiales utilizados en la Industria del Petróleo a estos mecanismos.

A continuación se describen los mecanismos causantes de falla principalmente presentes durante la producción y el transporte de hidrocarburos.

4.3.1 Corrosión por CO₂ y H₂S

Una de las más frecuentes causas de falla en los sistemas de producción y transporte de petróleo crudo y gas, es la corrosión por CO₂. Este es uno de los mecanismos de corrosión más ampliamente estudiados y reportados en la literatura, el cual ocurre generalmente cuando este gas ácido se solubiliza en el agua formando una solución ácida. Los parámetros más importantes para la promoción de este tipo de corrosión son la temperatura, presión parcial del CO₂, pH, contenido de ácidos orgánicos y condiciones de flujo. Existen varios modelos disponibles para la predicción de la corrosión por CO₂ en aceros al carbono y el modelo a utilizar debe estar establecido y acordado con el operador.[35, 36]

La presencia de H₂S en combinación con el CO₂ afecta la corrosión del acero al carbono. El tipo y grado de severidad de corrosión depende de las proporciones en las cuales se encuentren presentes en los fluidos de producción.[25] Para el acero al carbono, la pérdida de masa por corrosión general causada por condiciones de operación dominadas por H₂S, es

raramente un problema, puesto que el depósito de sulfuro de hierro generalmente tiene propiedades protectoras.[23]

Los depósitos de sulfuro o de sólidos debido a condiciones de flujo estancado, pueden también promover la corrosión localizada cuando se encuentran dañados.[37] Actualmente no existen modelos de corrosión aceptados para predecir esta forma de ataque localizado, por lo tanto la evaluación debe estar basada en las experiencias de operación.[38]

4.3.2 Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC)

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC, por sus siglas en inglés) es otra causa de falla muy presente. Esta se lleva a cabo a partir de bacterias sulfato-reductoras u otras bacterias, como las bacterias productoras de ácido y bacterias reductoras de nitrato, las cuales pueden promover altas velocidades de corrosión localizada. También las bajas velocidades de flujo en los ductos de transporte pueden incrementar la probabilidad de MIC.[12]

Este tipo de corrosión ocurre mayormente en secciones de estancamiento del fluido (dead legs) y en sitios de asentamiento. La limpieza (Pigging, término en inglés) y el tratamiento químico de la producción, pueden ayudar en la prevención de este tipo de corrosión, por lo tanto la necesidad de puntos de muestreo e instalaciones de inyección de biocidas, debe ser considerada dentro del diseño de los sistemas de ductos.[39]

4.3.3 Agrietamiento (SSC/SCC) causado por H_2S

Este tipo de falla se ocasiona cuando el material del ducto reacciona con el hidrógeno formando sulfuros metálicos o hidrógeno atómico como productos

de corrosión. El hidrógeno puede combinarse para formar H_2 o difundirse en la matriz metálica, ocasionando fragilización del material.

La evaluación y el uso de materiales en condiciones de operación que involucran contenidos considerables de H_2S y donde el Agrietamiento Inducido por Hidrógeno (HIC, por sus siglas en inglés) es posible, deberán seguir los lineamientos dados en la norma internacional ISO 15156 (todas las partes).[23] Se deberán considerar futuros cambios del contenido de H_2S en los hidrocarburos, especialmente si se planea la inyección de agua.

La deshidratación del gas o el uso de inhibidores de corrosión, no deberá modificar los criterios para el uso de materiales resistentes al H_2S , si las condiciones son diferentes a las categorizadas como amargas, de acuerdo con ISO 15156.[23]

4.3.4 Agrietamiento en presencia de Álcalis (ASCC)

También existen muchos sistemas de transporte que manejan medios alcalinos que contienen compuestos como aminas, sosa cáustica o carbonatos que pueden causar agrietamiento en presencia de álcalis (ASCC, por sus siglas en inglés) de los aceros al carbono, principalmente en espacios confinados o resquicios, sobre todo a altas concentraciones de estos compuestos. Las medidas típicas de mitigación pueden incluir tratamientos térmicos después de la soldadura o del conformado mecánico, el uso de recubrimientos protectores, selección de CRA's o el uso de materiales no metálicos.

La NACE RP0403 "Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking" provee una guía para el control de este agrietamiento cáustico.[40]

4.3.5 Agrietamiento (SCC) en ausencia de H₂S

Otro de los mecanismos de falla durante la producción y transporte de hidrocarburos es el agrietamiento en ausencia de H₂S, este ocurre ocasionalmente cuando las condiciones locales del proceso causan la evaporación del agua y la precipitación de cloruros por altas concentraciones, en aguas de alta salinidad y con altas temperaturas. Los sistemas donde esto pudiera ocurrir deberán ser diseñados con instalaciones de lavado por inyección de agua fresca, para prevenir la concentración de cloruros o se deberán usar aleaciones con mayor resistencia a este mecanismo de falla.

4.3.6 Corrosión por erosión

Bajo ciertas condiciones de flujo y debido al arrastre de sólidos, puede también presentarse otro mecanismo de corrosión causante de falla, conocido como corrosión inducida por el flujo o corrosión por erosión. Este tipo de falla puede tomar lugar debido a altas velocidades de flujo, y como resultado del acelerado transporte de masa de los reactantes y los productos de la reacción.[37]

También a muy altas velocidades de flujo y algunas veces en ausencia de sólidos, la fase líquida puede ser tan enérgica como para erosionar mecánicamente cualquier depósito protector o remover la película protectora del inhibidor dentro de las líneas de transporte. En presencia de sólidos, dicha erosión mecánica de las películas o capas protectoras, puede ocurrir incluso a bajas velocidades de flujo. Actualmente existen modelos que consideran a este tipo de corrosión y dichos modelos pueden utilizarse para la predicción de la misma.[41]

4.4 Costos por falla durante la producción de crudo y gas

Las fallas de líneas de transporte e instalaciones submarinas en servicio, además de ser no predecibles, pueden resultar catastróficas y costosas. Estas fallas pueden causar la muerte de ecosistemas marinos y resultar en la pérdida de muchas vidas humanas. Los costos por reparación de fallas pueden aumentar drásticamente con el incremento en la profundidad de las líneas de transporte y de las instalaciones marítimas.[37] Una sola falla inesperada puede generar costos directos y asociados a las compañías petroleras, del rango de los 100 a los 1000 millones de dólares. Un ejemplo de ello se resume en la Tabla 10.

Tabla 10. Costos por falla en ductos submarinos y ductos ascendentes.[12]

	Ductos submarinos	Ductos ascendentes
Pérdidas económicas	Aproximadamente 10% del volumen de producción manejado.	
Tiempo de rehabilitación (renta de barco 65,000 USD/día)	30 días = 1,950,000	25 días = 1,625,000
Remplazo de fallas	Segmento con longitud promedio de 1.5 km.	Junta de expansión.
Costo inicial de la línea (incluye diseño, transporte y colocación) *	6000 USD/metro	3000 USD/metro
Daño ambiental	Limpieza del derrame de un volumen igual al volumen de la línea.	
Daño ambiental por instalaciones de gas	No	Plataformas (100 MDD). Vidas humanas (1-2 MDD).
Nota: (*) Ejemplo para línea de acero al carbono de 24".		

4.5 Métodos de prevención de fallas en ductos de transporte de hidrocarburos

Los métodos para la prevención de la corrosión interior en líneas de transporte de hidrocarburos son mostrados en la Figura 6, la cual incluye; (1) aceros convencionales en conjunto con tratamientos químicos, (2) aceros convencionales con revestimientos plásticos y (3) una eficiente selección de materiales. Siendo el segundo caso el menos recomendable durante la explotación de hidrocarburos en condiciones extremas.[45]

4.5.1 Tratamiento con inhibidores

Actualmente en la Industria del Petróleo, se utilizan dos conceptos para determinar el funcionamiento de los inhibidores de corrosión en campo. Estos son *eficiencia del inhibidor de corrosión* y *disponibilidad del inhibidor de corrosión*. [38]

La eficiencia del inhibidor de corrosión es definida por la siguiente fórmula:

$$\text{Eficiencia del inhibidor (\%)} = \frac{100 \times (V_{\text{corr sin inhibidor}} - V_{\text{corr con inhibidor}})}{V_{\text{corr sin inhibidor}}}$$

Esta fórmula sirve para evaluar la relación de las velocidades de corrosión (V_{corr}) con y sin inhibidor, y la expresa en porcentaje. Un inhibidor que reduce la velocidad de corrosión a un factor de 10, se considera 90% eficiente.

El problema de este enfoque es que aun cuando una eficiencia del inhibidor mayor de 98% puede lograrse en pruebas de laboratorio, durante el monitoreo de largo plazo en campo, solo se han obtenido eficiencias de 90% o menos. Una de las principales razones es que en campo existen períodos

sin inyección de inhibidor debido a fallas en las bombas, problemas de logística y otros.[46] El uso de tratamiento con inhibidores como método de prevención de la corrosión, puede presentar limitaciones durante el proceso de producción, como se plantea esquemáticamente en la Figura 6.

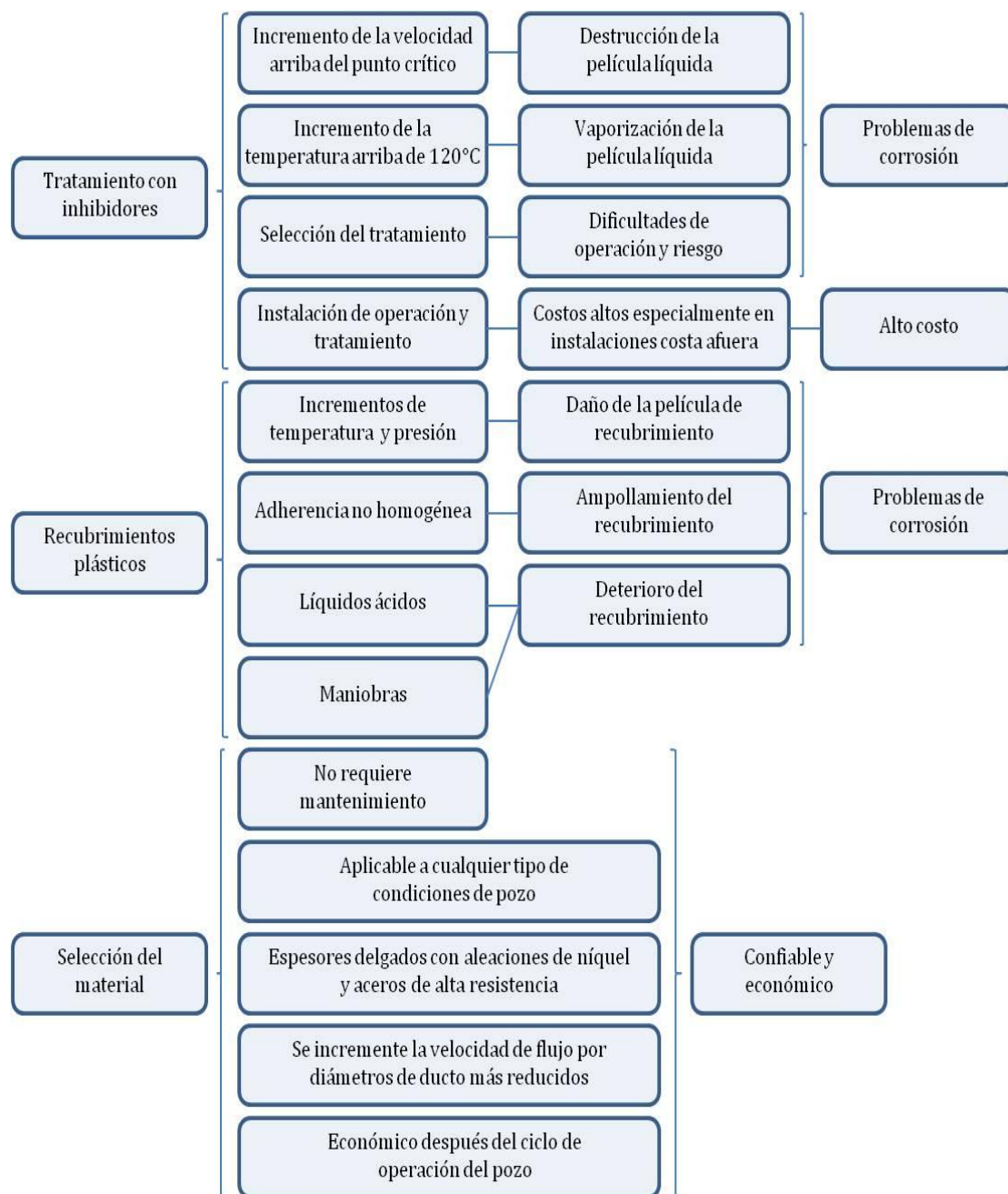


Figura 6. Métodos de prevención de fallas en ductos de transporte de hidrocarburos.[45]

Por lo anterior se ha establecido el concepto de *disponibilidad del inhibidor de corrosión*. En este concepto el funcionamiento en campo del inhibidor de corrosión es determinado basándose en la suma de la pérdida total de material a lo largo de la vida del campo, considerando períodos de inhibición y de no-inhibición de la corrosión. Para el diseño y propósitos de cálculo de tolerancias de corrosión, una velocidad de corrosión sin inhibición de 0.1 mm/año (4 mpy) puede ser aceptada. Sin embargo de acuerdo a los estándares NORSOK M-001 [46] y DVN-OS-F101 [47], y algunas prácticas recomendadas, se acepta una tolerancia de corrosión en líneas de transporte de hidrocarburos del rango de 3 a 10 mm por año.[34, 48]

4.5.2 Recubrimientos plásticos

Los recubrimientos plásticos mayormente utilizados para el transporte de hidrocarburos costa afuera son los revestimientos “Liner” y los tubos de plástico reforzados con fibra (FRP, siglas en inglés), que son utilizados en ambientes de baja temperatura y poco profundos cuando los medios son corrosivos.[26] El principal problema en el uso de recubrimientos plásticos es que no se puede asegurar una capa homogénea libre de imperfecciones sobre la superficie metálica expuesta al medio corrosivo (ver Figura 6).

4.5.3 Selección del material

En la Industria Petrolera se considera de vital importancia llevar a cabo una eficiente selección de los materiales de los ductos que son utilizados para el transporte y la distribución de los productos costa afuera, ya que al asegurar el transporte de la producción, se evitan fallas y accidentes que puedan tener daños catastróficos.[49, 50]

Normalmente se utilizan tuberías de acero al carbono y sus dimensiones pueden variar desde 2 hasta 36 pulgadas de diámetro interno.[15] Los aceros inoxidables y otras aleaciones resistentes a la corrosión son frecuentemente utilizados para ambientes muy corrosivos, particularmente en pozos profundos.[16, 51] La selección apropiada del material de las tuberías de acuerdo a las condiciones de operación y agresividad del ambiente, puede resultar en una alternativa más económica a largo plazo (ver Figura 6). A continuación se describen los principales tipos de tubería utilizada para el transporte de hidrocarburos costa afuera.[1, 47]

4.5.3.1 Tubería de Acero al Carbono (Carbon Steel Pipe)

En la Industria Petrolera, la tubería de acero al carbón es la mayormente utilizada. La norma internacional API 5L [15] especifica los requerimientos para la fabricación de esta tubería con y sin costura, para su uso en sistemas de transporte por ducto.

En México, la actual norma de referencia nacional es la NRF-001-PEMEX-2007 [53], elaborada por Petróleos Mexicanos (actualmente en revisión). El objetivo principal de esta norma es establecer los requisitos de calidad que debe cumplir el proveedor en la fabricación, inspección y pruebas de tubería de acero micro-aleado con y sin costura, que sea utilizada para la recolección y transporte de hidrocarburos en México. La limitación que presenta la normatividad mexicana es que solo se refiere a tuberías sólidas de acero al carbono desde el grado API X-42 hasta API X-65. Esta norma no considera los requerimientos de fabricación ni las especificaciones de otro tipo de tubería, ni de otro tipo de materiales como las aleaciones especiales resistentes a la corrosión.

4.5.3.2 Tubería sólida de Aleación Resistente a la Corrosión (Solid CRA Pipe)

Para el caso de las tuberías sólidas de aleaciones resistentes a la corrosión, la norma API 5LC [16] establece los requerimientos para su fabricación, con la finalidad de que pueda utilizarse en ambientes más agresivos de la Industria Petrolera. La norma incluye tubería con y sin costura, siendo una tubería sólida biselada el producto primario y todos los demás requerimientos deben ser acordados previamente entre el operador y el fabricante.

Entre los grados cubiertos por este estándar se encuentran algunos aceros inoxidables y aleaciones base níquel como son; SAE 316L, UNS N08825 y UNS N06625, entre otras. Esta norma tiene como objetivo, proveer los estándares para el uso de tubería con una resistencia a la corrosión adecuada para el transporte de gas, agua y crudo, en la Industria Petrolera de los Estados Unidos.

4.5.3.3 Tubería bimetálica (Lined & Clad Pipe)

El uso de tubería sólida de aleación resistente a la corrosión (Solid CRA pipe) puede resultar en costos prohibitivos para la explotación de hidrocarburos costa afuera. Como alternativa viable, una tubería bimetálica compuesta de acero al carbono o de baja aleación, con un revestimiento de alguna aleación resistente a la corrosión puede ser utilizada. Este tipo de tubería se clasifica de acuerdo al tipo de unión que presenta el revestimiento y se denomina en inglés "Lined Pipe" cuando la unión es mecánica y "Clad Pipe" cuando la unión es metalúrgica.[1]

Tubería Lined Pipe: Consiste en una tubería de acero al carbono con un revestimiento de aleación resistente a la corrosión unido mecánicamente por

expansión. El revestimiento puede consistir en una tubería que se inserta en otra tubería que sirve de respaldo o en una lámina rolada y adherida al tubo por expansión o compresión mecánica, la cual es posteriormente soldada. La tubería “Lined Pipe” puede ser fabricada con o sin costura, dependiendo de los requerimientos y especificaciones de uso.[13]

Tubería Clad Pipe por explosión (Explosive Cladding): Muy pocos fabricantes a nivel mundial son capaces de fabricar tubería con revestimiento interno perfectamente adherido por explosión. Las condiciones para producir esta tubería varían según los fabricantes, pero el proceso siempre se lleva a cabo por expansión o implosión. En ambos casos una pequeña separación anular es mantenida entre la aleación resistente a la corrosión y la superficie del acero a unir, después de esto existe una aceleración del material que posteriormente se impacta y forma la unión.[13, 54-57]

Tubería Clad Pipe por aporte de soldadura (Overlay Welding): Para el procesamiento de tubería con revestimiento por aporte de soldadura, varios métodos de soldadura han sido adoptados y han sido utilizados también para el revestimiento de recipientes a presión. El aporte por soldadura es un proceso ampliamente utilizado para el revestimiento in-situ de contenedores corroídos y otros equipos. Este método de revestimiento ha sido principalmente utilizado para los revestimientos de materiales que pueden ser soldados sobre un material de respaldo (backing material), ya sea directamente o como una capa intermedia depositada sobre una superficie suave (por ejemplo; hierro puro o hierro libre de carbono), es así como la mayoría de las aleaciones base níquel pueden ser fácilmente depositadas sobre aceros. Este tipo de proceso también se utiliza en las caras de bridas, válvulas y otros componentes de tuberías (conexiones en T, codos, reductores y derivaciones), además de segmentos cortos de líneas de transporte.[13]

Tubería Clad Pipe con costura: Este tipo de tubería se fabrica a partir de una placa bimetálica compuesta de acero al carbono y una aleación resistente a la corrosión. Después del conformado del tubo, se aplica una soldadura longitudinal usualmente desde el exterior con un proceso de arco sumergido (SAW, siglas en inglés) en la porción de acero al carbono, aunque también otros procedimientos de soldadura aplicables en aceros al carbono pueden ser utilizados. Una soldadura múltiple con dos o más arcos es normalmente utilizada para disminuir tiempos de instalación. El proceso de soldadura que se seleccione dependerá del espesor de la pared y del diámetro de la tubería. Las soldaduras longitudinales son preparadas para obtener una superficie suave que ayude a la posterior soldadura del revestimiento interno. El material de aporte en la superficie del revestimiento se selecciona para que tenga una resistencia a la corrosión que sea al menos equivalente a la del revestimiento.[13]

En la Tabla 11 se enlistan las principales ventajas identificadas de la tubería Clad pipe obtenida por laminado en caliente, en comparación con otros tipos de tubería de potencial aplicación en la Industria del Petróleo.

4.6 Tubería Clad Pipe

4.6.1 Proceso de fabricación

La tubería Clad Pipe se fabrica a partir de una placa bimetálica de acero al carbono (backing steel) con un revestimiento de aleación resistente a la corrosión (CRA cladding), el cual puede ser interior o exterior dependiendo del uso para el cual sea diseñado. La norma API 5LD establece los requerimientos para la fabricación de este tipo de tubería.

Tabla 11. Ventajas de tubería Clad pipe por laminado en caliente.

Ventajas sobre tubería de Acero al Carbono (Carbon Steel Pipe)
<p>Mayor resistencia a la corrosión.</p> <p>Menores costos de mantenimiento.</p> <p>Menor peso debido a la reducción del espesor de la pared.</p>
Ventajas sobre tubería revestida por unión mecánica (Lined Pipe)
<p>Unión metalúrgica y no mecánica.</p> <p>Menor riesgo de colapso en caso de presiones negativas.</p> <p>Menor riesgo de daño mecánico o desprendimiento durante operaciones de limpieza e inspección instrumentada (Pigging).</p>
Ventajas sobre tubería sólida de aleación resistente a la corrosión (Solid CRA Pipe)
<p>Menor costo del material.</p> <p>Menor peso debido a la reducción del espesor de la pared.</p> <p>Menor longitud de uniones soldadas por grandes dimensiones.</p> <p>Menor costo del metal de aporte.</p> <p>Mejor conductividad de calor.</p>
Ventajas sobre tubería revestida por aporte de soldadura (Overlay Welding)
<p>Mejores condiciones de la superficie.</p> <p>No existe disolución a partir del material base.</p> <p>Mayor homogeneidad en la composición química.</p>
Ventajas sobre tubería revestida por explosión (Explosive Cladding)
<p>Mayor calidad de la unión.</p> <p>Menor longitud de uniones soldadas por grandes dimensiones.</p> <p>El uso de delgados revestimientos es posible.</p>
Ventajas sobre tubería con recubrimiento de hule y "Lining"
<p>Revestimiento metálico interior.</p> <p>Menores costos de mantenimiento.</p> <p>Menores riesgos de daño mecánico o desprendimiento exterior.</p>

4.6.2 Fabricación de placa bimetálica

Actualmente existe un número limitado de fabricantes de placas bimetálicas, en la Figura 7 se muestra en bloques el proceso de fabricación de dichas placas. Algunos fabricantes japoneses incluyen un recubrimiento electrolítico de níquel entre el acero de respaldo y el revestimiento de CRA [59], aunque esta película de níquel puede representar una barrera más de protección, otros fabricantes la consideran innecesaria debido a que el proceso de fabricación sin el platinado de níquel ya es considerado confiable.[57]

4.6.3 Fabricación de Clad Pipe a partir de una placa bimetálica

El número de fabricantes de tubería Clad Pipe con costura a partir de una placa bimetálica, es mayor con respecto a los fabricantes de la placa. Los procesos de manufactura son similares a la fabricación convencional de tubería de acero al carbono, sin embargo la unión por soldadura se realiza en dos etapas; la primera es la unión del acero de respaldo (backing steel) y la segunda, es el aporte de material el revestimiento de aleación resistente a la corrosión (cladding material).[6, 54, 56, 60]

En la Figura 8 se muestra esquemáticamente el proceso en bloques de la manufactura de tubería Clad Pipe con costura, a partir de una placa bimetálica.

4.6.4 Materiales de respaldo (backing materials)

Generalmente los materiales de respaldo de tubería Clad Pipe deben tener las propiedades mecánicas suficientes para funcionar como soporte y ser capaces de resistir los medios marinos agresivos, además de condiciones severas

durante la operación como pueden ser; altas presiones, bajas temperaturas exteriores, esfuerzos cíclicos, pandeo, etc.[1] El material de respaldo debe cumplir con las especificaciones de API 5L, PSL-2 mostradas en la Tabla 12 y la Tabla 13.

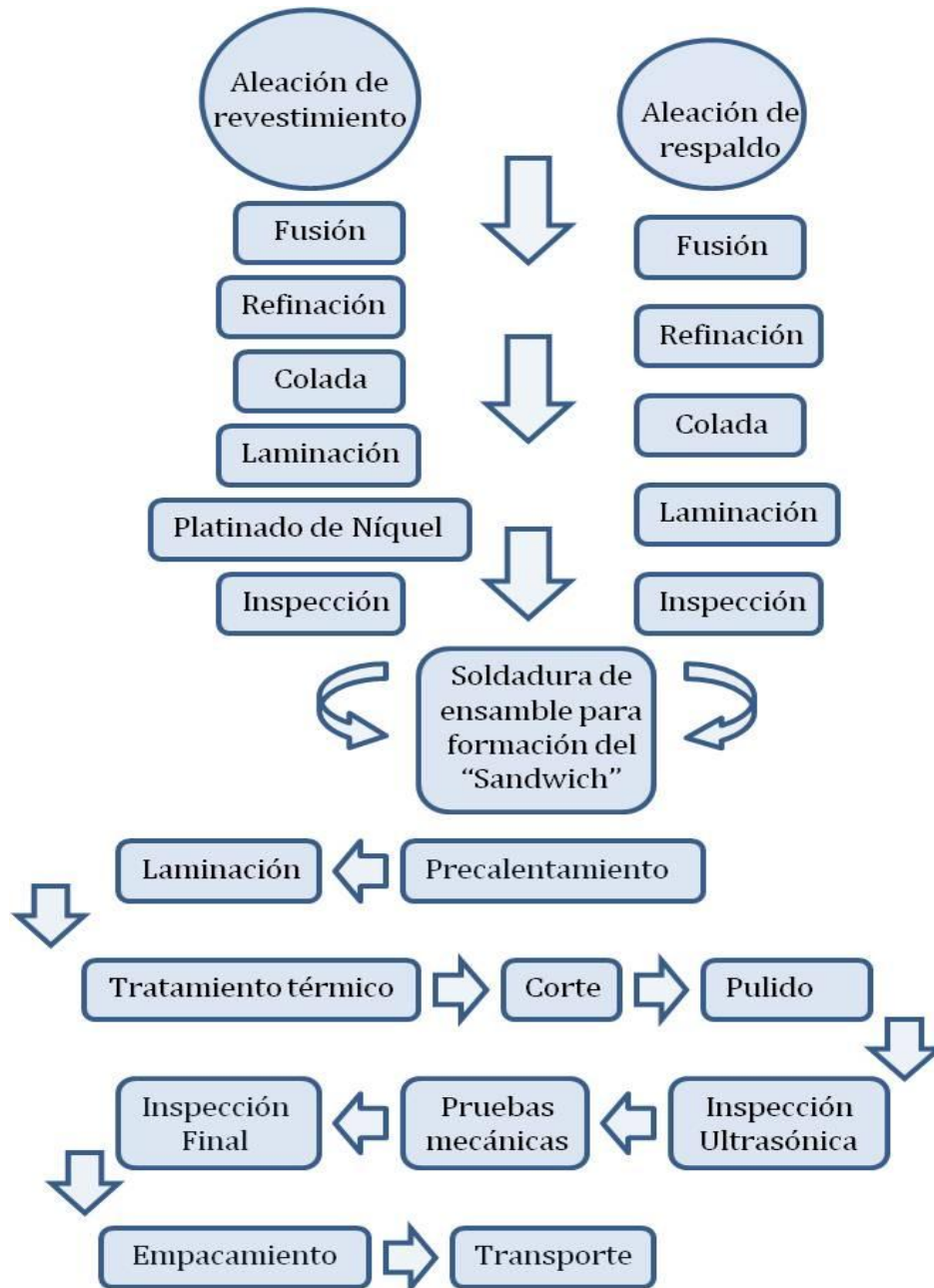


Figura 7. Representación en bloques del proceso de fabricación de una placa revestida de acero inoxidable.[45]

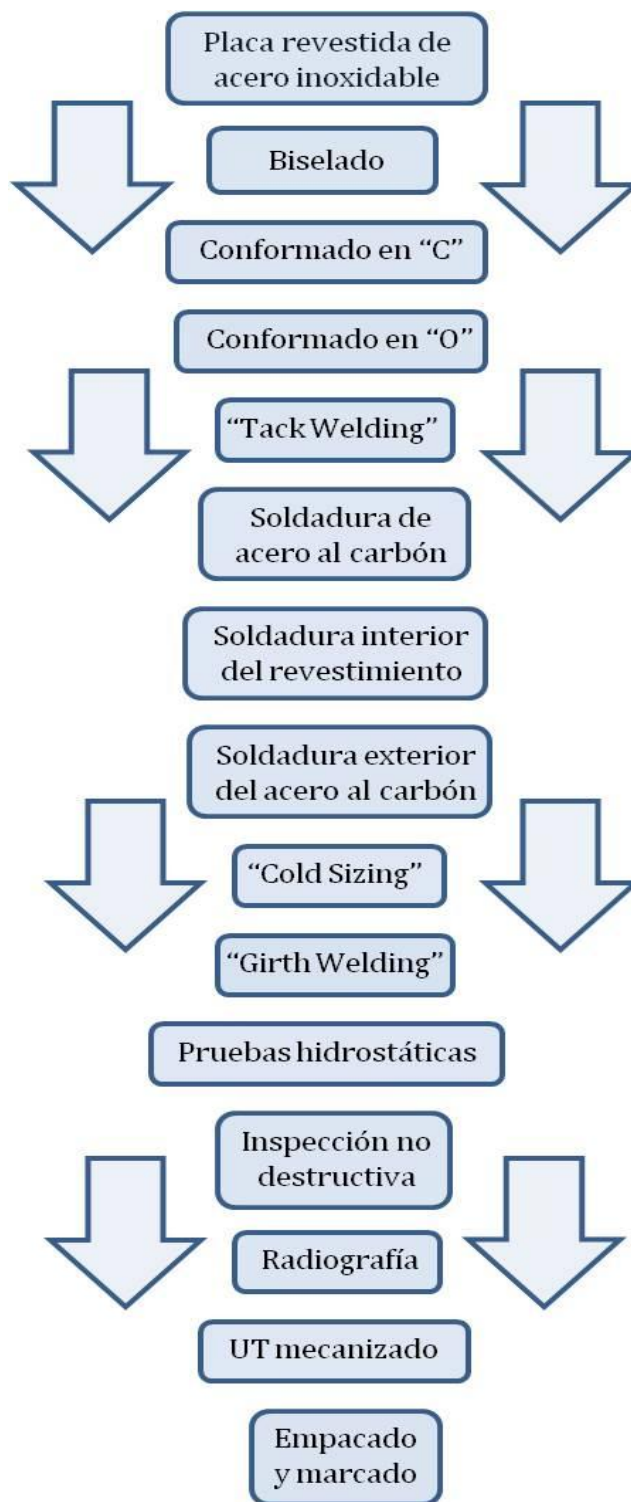


Figura 8. Proceso de fabricación de tubería Clad Pipe con costura a partir de una placa revestida de acero inoxidable.[45, 60-62]

Tabla 12. Tubería PSL-2 disponible para material de soporte según API 5L.

PSL	Condiciones de entrega	Grado
PSL-2	Laminado.	L245R o BR
		L290R o X42R
	Laminado y normalizado, conformado y normalizado, normalizado y revenido.	L245N o BN
		L290N o X42N
		L320N o X46N
		L360N o X52N
		L390N o X56N
		L415N o X60N
		L245Q o BQ
	Templado y revenido.	L290Q o X42Q
		L320Q o X46Q
		L360Q o X52Q
		L390Q o X56Q
		L415Q o X60Q
		L450Q o X65Q
		L485Q o X70Q
		L555Q o X80Q
	Laminado termo-mecánico o conformado termo-mecánico.	L245M o B M
		L290M o X42M
		L320M o X46M
		L360M o X52M
		L390M o X56M
		L415M o X60M
		L450M o X65M
		L485M o X70M
	Laminado termo-mecánico.	L555M o X80M
		L625M o X90M
		L690M o X100M
		L830M o X120M

Tabla 13. Composición química de materiales PSL-2 según API 5L.

Grado del acero	Fracción masa basada en análisis químico (%Max.)									C.E. (%Max.)	
	C ^b	Si	Mn ^b	P	S	V	Nb	Ti	Otro	CE _{IW}	CE _{PCM}
Tubería con y sin costura											
L245R o BR	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	c	c	0.04	e	0.43	0.25
L290R o X42R	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	0.06	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L245N o BN	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	c	c	0.04	e	0.43	0.25
L290N o X42N	0.24	0.40	1.20	0.025	0.015	0.06	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L320N o X46N	0.24	0.40	1.40	0.025	0.015	0.07	0.05	0.04	d,e	0.43	0.25
L360N o X52N	0.24	0.45	1.40	0.025	0.015	0.1	0.05	0.04	d,e	0.43	0.25
L390N o X56N	0.24	0.45	1.40	0.025	0.015	0.10 ^f	0.05	0.04	d,e	0.43	0.25
L415N o X60N	0.24 ^f	0.45 ^f	1.40 ^f	0.025	0.015	0.10 ^f	0.05 ^f	0.04 ^f	g,h	Opcional	
L245Q o BQ	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L290Q o X42Q	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L320Q o X46Q	0.18	0.45	1.40	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L360Q o X52Q	0.18	0.45	1.50	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L390Q o X56Q	0.18	0.45	1.50	0.025	0.015	0.07	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L415Q o X60Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L450Q o X65Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L485Q o X70Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.80 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L555Q o X80Q	0.18 ^f	0.45 ^f	1.90 ^f	0.025	0.015	g	g	g	i,j	Opcional	
Tubería con costura											
L245M o BM	0.22	0.45	1.20	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L290M o X42M	0.22	0.45	1.30	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L320M o X46M	0.22	0.45	1.30	0.025	0.015	0.05	0.05	0.04	e	0.43	0.25
L360M o X52M	0.22	0.45	1.40	0.025	0.015	d	d	d	e	0.43	0.25
L390M o X56M	0.22	0.45	1.40	0.025	0.015	d	d	d	e	0.43	0.25
L415M o X60M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.60 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L450M o X65M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.60 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L485M o X70M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.70 ^f	0.025	0.015	g	g	g	h	0.43	0.25
L555M o X80M	0.12 ^f	0.45 ^f	1.85 ^f	0.025	0.015	g	g	g	i	0.43 ^f	0.25
L625M o X90M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i	—	0.25
L690M o X100M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i,j		0.25
L830M o X120M	0.10	0.55 ^f	2.10 ^f	0.020	0.010	g	g	g	i,j		0.25
Notas:											
a. Basado en el análisis químico. Para tubería sin costura, los límites del carbono equivalente deben ser acordados con el comprador. Los límites del CE _{IW} aplican si la fracción masa del carbono es mayor del 0.12% y los límites del CE _{PCM} aplican si la fracción masa del carbono es menor o igual al 0.12%.											
b. Para cada reducción del 0.01% por debajo del máximo especificado de carbono, un incremento del 0.05% por encima del máximo especificado para el manganeso es permisible, hasta un máximo del 1.65% para los grados mayores o iguales al L245 o											

- B, pero menores o iguales al L360 o X52; hasta un máximo del 1.75% para los grados mayores al L360 o X52, pero menores al L485 o X70; hasta un máximo del 2.0% para los grados mayores o iguales al L485 o X70 pero menores o iguales al L555 o X80; y hasta un máximo del 2.20% para grados mayores del L555 o X80.
- c. A menos que se acuerde de otra manera, la suma del Niobio y el Vanadio debe ser menor o igual al 0.06%.
 - d. La suma del Niobio, Vanadio y Titanio debe ser menor o igual al 0.15%.
 - e. A menos que se acuerde de otra manera, 0.5% máximo para Cobre, 0.3% máximo para Níquel, 0.3% máximo para Cromo y 0.15% máximo para Molibdeno.
 - f. A menos que se acuerde de otra manera.
 - g. A menos que se acuerde de otra manera, la suma del Niobio, Vanadio y Titanio debe ser menor o igual al 0.15%.
 - h. A menos que se acuerde de otra manera, 0.5% máximo para Cobre, 0.5% máximo para Níquel, 0.5% máximo para Cromo y 0.5% máximo para Molibdeno.
 - i. A menos que se acuerde de otra manera, 0.5% máximo para Cobre, 1.0% máximo para Níquel, 0.5% máximo para Cromo y 0.5% máximo para Molibdeno.
 - j. 0.004% máximo de Boro.

4.6.5 Materiales de revestimiento (cladding materials)

Los materiales de revestimiento para tubería Clad Pipe deben contar con altas propiedades de resistencia a la corrosión, abrasión y erosión, ya que su función es proteger al ducto de ataques corrosivos severos acompañados de condiciones de flujo muy variadas.[13] Los materiales que pueden ser utilizados incluyen aceros inoxidables y aleaciones base níquel, cobre y titanio.[63] Sin embargo el número de aleaciones que se pueden utilizar en tubería para transporte de hidrocarburos se reduce a un número limitado de cinco aleaciones de acuerdo a API 5LD.[1] Estos materiales también pueden ser utilizados en capas internas y en aporte por soldadura para esta misma tubería, por lo que deben cumplir con estrictos requerimientos de composición química (ver Tabla 14 y Tabla 15).

Tabla 14. Composición química requerida para los materiales de revestimiento más comunes de acuerdo a la norma API 5LD.

Elemento	Grado	LC 1812	LC 2205	LC 2506	LC 2242	LC 2262
---	UNS	S31603	S31653	S31260	N08825	N06625
---		Acero austenítico	Inoxidable dúplex	Inoxidable dúplex	Aleación base níquel	Aleación base níquel
C	Max	0.03	0.03	0.03	0.05	0.10
Mn	Max	2.00	2.00	1.00	1.00	0.50
P	Max	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02
S	Max	0.03	0.02	0.03	0.03	0.02
Si	Max	0.75	1.00	0.75	0.50	0.50
Ni	Min	10.00	4.50	5.50	38.00	58.00
	Max	15.00	6.50	7.50	46.00	---
Cr	Min	16.00	21.00	24.00	19.50	20.00
	Max	18.00	23.00	26.00	23.50	23.00
Mo	Min	2.00	2.50	2.50	2.50	8.00
	Max	3.00	3.50	3.50	3.50	10.00
N	Min	---	0.08	0.10	---	---
	Max	0.16	0.20	0.30	---	---
Cu	Min	---	---	---	1.50	---
	Max	---	---	0.80	3.00	---
Otros	Min	---	---	W	Ti	---
	Max	---	---	0.50	0.6-1.2	---

Tabla 15. Límites permisibles de variación en la composición química para los materiales de revestimiento según la norma API 5LD.

Elemento	Límite específico del elemento (%)	Variación permisible (%)
C		0.01
Mn		0.04
P		0.005
S		0.005
Si		0.05
Ní	Entre 1.0 y 5.0	0.07
	Entre 5.0 y 10.0	0.10
	Entre 10.0 y 20.0	0.15
	Entre 20.0 y 25.0	0.20
	Entre 25.0 y 30.0	0.25
	Entre 30.0 y 40.0	0.30
	Entre 40.0 y 60.0	0.35
Cr	Entre 1.0 y 5.0	0.15
	Entre 5.0 y 10.0	0.20
	Entre 10.0 y 20.0	0.25
	Entre 20.0 y 25.0	0.30
Mo	Entre 25.0 y 30.0	0.05
	Entre 30.0 y 40.0	0.10
	Entre 40.0 y 60.0	0.15
N	Entre 25.0 y 30.0	0.01
	Entre 30.0 y 40.0	0.02
	Entre 40.0 y 60.0	0.03
Cu		0.05
W		0.04
Ti		0.05
Nota: Estas variaciones permisibles deben ser aplicadas por debajo o por encima del límite específico de cada elemento.		

4.6.6 Proceso de soldadura

La soldadura del revestimiento es uno de los procedimientos en el proceso de manufactura de Clad Pipe, que debe ser realizado extremando cuidados, ya que una mala selección del material de aporte o una incorrecta deposición del mismo, podría originar zonas con menores propiedades mecánicas o de menor resistencia a la corrosión.[58]

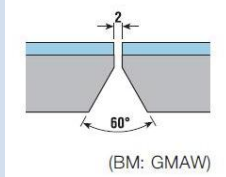
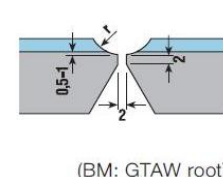
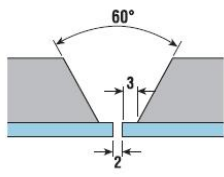
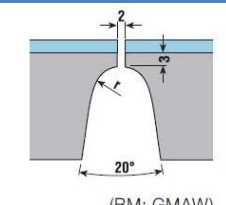
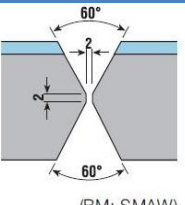
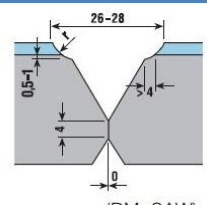
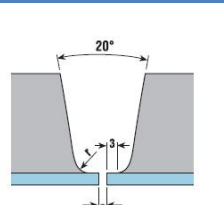
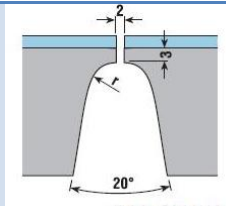
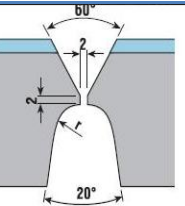
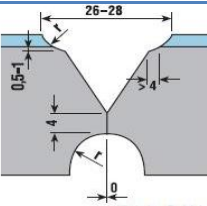
4.6.6.1 Preparación de las terminaciones

La preparación de las terminaciones juega un papel muy importante en el proceso de soldadura de tuberías ya que una configuración adecuada puede facilitar el procedimiento y además, asegurar propiedades requeridas en el ducto como se presenta esquemáticamente en la Tabla 16.[58]

4.6.6.2 Procedimiento de soldadura

Los procedimientos de soldadura utilizados para el material de respaldo pueden ser utilizados también en la unión del revestimiento, sin embargo se debe tener una mayor precisión en la soldadura del mismo, por lo que se recomienda que si se utiliza GTAW o GMAW, se haga manualmente de acuerdo al anexo B de API 5L. Para la soldadura de tubería Clad Pipe, los procesos de API 5LC, sección 5.1 B o procesos de soldadura como Resistant Electro-Slag (RES) y Plasma Arc welding (PAW) son permitidos. Existen diversos procesos de soldadura utilizados en la manufactura de tubería Clad Pipe pero la selección de cada uno de ellos depende del fabricante y de las especificaciones requeridas (ver Tabla 17).[58]

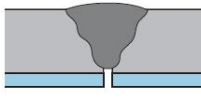
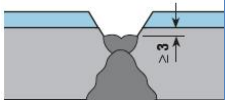
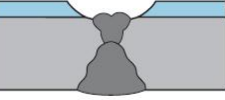
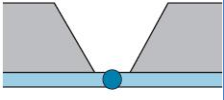
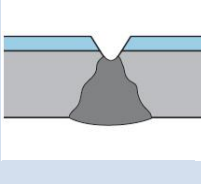
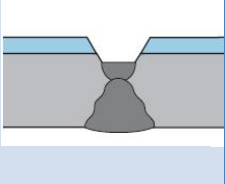
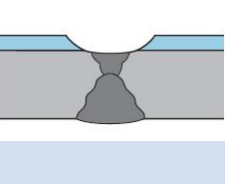
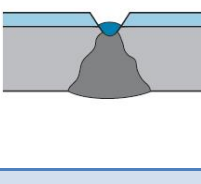
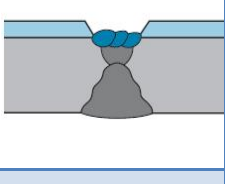
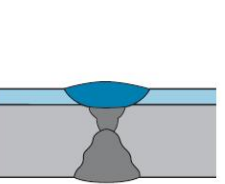
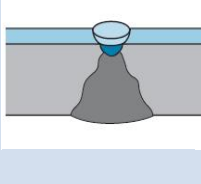
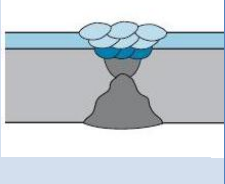
Tabla 16. Configuraciones para la preparación de soldadura en tubería Clad Pipe.[58]

Espesor (mm)	Preparación de soldadura ¹⁾			Acceso por un lado
	Acceso por ambos lados			
	2)	3)	4)	
5 - 19	 (BM: GMAW)		 (BM: GTAW root)	
20 - 30	 (BM: GMAW)	 (BM: SMAW)	 (BM: SAW)	
> 30	 (BM: GMAW)	 (BM: SMAW)	 (BM: SAW)	Radio = r Depende del proceso ¹⁾ BM : Material de respaldo

Notas:

- La unión de la raíz, el espesor de la cara de la raíz, el radio y el ángulo de preparación para la soldadura, dependen del proceso de soldadura a utilizar. Esta figura muestra un ejemplo de las dimensiones y el proceso apropiado para la soldadura del material de respaldo. Los radios óptimos son: $r = 8$ mm para el material base; $r = 4$ mm para el material del revestimiento, por soldadura con electrodos de alambre y $r = 8$ con electrodos de varilla (strip electrode).
- Formas de soldadura preferible para todas las posiciones de soldadura y revestimientos de alta aleación.
- Formas de soldadura para placas delgadas; proceso SAW para el material base.
- Formas de soldadura si el espesor total del material base es incluido en el cálculo de la resistencia. Los revestimientos por soldadura deberán fundir el material base, tanto como sea posible. Principalmente aplicando la soldadura por métodos manuales de MAW o ESW (SAW) con electrodos de varilla (strip electrode).

Tabla 17. Procesos de soldadura utilizados en tubería Clad Pipe.[58]

Soldadura				
Proceso de soldadura para el revestimiento	SMAW, GTAW	SMAW, GMAW	ESW (SAW) varilla Una sola pasada	Raíz con GTAW
Soldadura del material base				
Desbaste (grinding)				1.- Soldadura GTAW del revestimiento. 2.- Soldadura del material base con metal de aporte para mezclado de la composición.
Soldadura de la capa de amortiguamiento				
Soldadura del material de aporte y capas de cubierta				

Notas:

- Soldadura por Arco Metálico con protección de Gas (GMAW)*: Es un proceso manual semiautomático o automatizado, con electrodo de tipo alambre. Puede ser equivalente al SMAW o más rápido, requiere de un gas de protección y no produce escoria.
- Soldadura por Arco de Tungsteno con protección de Gas (GTAW)*: Es un proceso lento que requiere de gas inerte y una alimentación continua del metal de aporte, en frío o en caliente. Se tiene una mejor calidad en la soldadura ya que la contaminación del electrodo se elimina con el proceso semiautomático.
- Soldadura por Arco Metálico Protegido (SMAW)*: Es un proceso manual que no se puede automatizar fácilmente y requiere de electrodos revestidos (tradicionales). Este proceso tiene interrupciones y produce escoria que debe removerse después de cada cordón.
- Soldadura por Arco Sumergido (SAW)*: Proceso en el que el electrodo es un rollo de alambre de diámetro variable, este proceso no se puede aplicar en posición sobre cabeza.
- Soldadura por Electroescoria (ESW)*: Es similar a una colada in situ con un gran volumen del material de aporte. Es un proceso de mayor temperatura y amplias zonas afectadas por el calor (ZAT), aplicable a unión de materiales en placa con espesores mayores a dos pulgadas.

4.6.6.3 Material de aporte

Para el caso de los materiales de aporte, se utilizan los mismos materiales de aporte para soldar el material de respaldo, que en la soldadura de tubería de acero al carbono sin revestimiento.[64]

La soldadura del revestimiento se lleva a cabo tomando en cuenta que la primera deposición debe ser con electrodos sobre aleados, con la finalidad de asegurar la composición química del revestimiento cuando se mezcla con el material de respaldo. Los materiales de aporte mayormente utilizados para la soldadura del revestimiento en tubería Clad Pipe, se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Materiales de aporte para soldadura del revestimiento en tubería Clad Pipe.[58]

Material de revestimiento	Material de aporte	Precalentamiento Min (°C)	Temperatura entre paso Max (°C)
Aceros 13% Cr	Austenítico Compatible	150	200 250
Aceros CrNi	Compatible	Ninguno	150
Níquel y aleaciones base Ni	Compatible	Ninguno	150
Cobre	Compatible	Mayor de 400	600
CuNi y aleaciones NiCu	Compatible	Ninguno	150
Titanio	Compatible	Ninguno	100

4.6.7 Normatividad

A continuación se proporciona la normatividad extranjera e internacional vigente aplicable a tubería Clad Pipe (Tabla 19), además de la complementaria (Tabla 20). Así como la normatividad nacional de referencia de PEMEX (Tabla 21), que requiere ser modificada para considerar el uso de este tipo de tubería en nuevos desarrollos, durante la explotación de hidrocarburos en territorio nacional del Golfo de México.

Tabla 19. Normatividad extranjera e internacional aplicable a tubería Clad Pipe.

Código	Título
API SP 5LD	Specification for CRA Clad or Lined Steel Pipe.
API SP 5L/ISO 3183	Petroleum and natural gas industries-Steel pipe for pipeline transportation systems.
API SP 5LC	Specification for CRA Solid Pipe.
DNV OS-F101	Submarine Pipeline Systems.
ISO 21457:2010	Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Materials selection and corrosion control for oil and gas production systems.
EEMUA 194	Guidelines for Materials Selection and Corrosion Control for Subsea Oil and Gas.
API 6A	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment.
NACE MR0175 / ISO 15156	Petroleum and natural gas industries-Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production.
ISO 15156-1:2009	Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials.

ISO 15156-2:2009	Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production — Part 2: Cracking-resistant carbon and low-alloy steels, and the use of cast irons.
ISO 15156-3:2009	Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production — Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys.

Tabla 20. Normatividad extranjera e internacional complementaria para tubería Clad Pipe.

Código	Título
ANSI/NACE SP0607-2007/ISO 15589-2 (Mod.)	Petroleum and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems — Part 2: Offshore pipelines.
API 570	Piping Inspection Code: Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems.
API RP 1111	Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design).
API RP 14E	Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems.
API RP 17A/ISO 13628	Design and Operation of Subsea Production Systems - General Requirements and Recommendations.
API SP 6D	Specification for Pipeline Valves.
API SP 6DSS/ISO 14723	Petroleum and natural gas industries-Pipeline transportation systems-Subsea pipeline valves.
API STD 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities.
API STD 1163	In-line Inspection Systems Qualification Standard.
ASME B31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.

ASME B31.8S	Managing System Integrity of Gas Pipelines.
ASME B31D	Dent and gouge assessment.
ASME B31G	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines a Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping.
ASME B31P	Damage prevention.
ASME B31Q	Qualification of Pipeline Personnel.
ASME IX	Welding Code.
ASTM G 46-94 (2005)	Standard Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion.
AWS D1.1	Structural Welding Code.
DNV RP F112	Design of Duplex Stainless Steel Subsea Equipment Exposed to Cathodic Protection.
DNV RP-B401	Cathodic Protection Design.
DNV RP-F103	Cathodic Protection of Submarine Pipelines by Galvanic Anodes.
ISO 13623	Petroleum and natural gas industries — Pipeline transportation systems.
ISO 15589	Petroleum and natural gas industries — Cathodic protection of pipeline transportation systems application of methodology and calculation methods.
ISO 15663-2	Petroleum and natural gas industries — Life-cycle costing — Part 2.
ISO 20340	Paints and varnishes — Performance requirements for protective paint systems for offshore and related structures.
ISO 9588	Metallic and other inorganic coatings — Post-coating treatments of iron or steel to reduce the risk of hydrogen embrittlement.
NACE RP-0775 -2005	Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.

NACE SP0204	Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology.
NORSOK M-001	Materials Selection.
NORSOK M-503	Cathodic protection.
NORSOK M-506	CO2 Corrosion rate calculation Model.
NORSOK M-650 Rev. 3	Qualification of Manufacturers of Special Materials.

Tabla 21. Normatividad de referencia nacional que debe modificarse para el uso de tubería Clad Pipe en México.

Código	Título
NRF-001-PEMEX-2007	Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos.
NRF-004-PEMEX-2003	Protección con Recubrimientos Anticorrosivos a Instalaciones Superficiales de Ductos.
NRF-005-PEMEX-2009	Protección interior de ductos con inhibidores.
NRF-009-PEMEX-2004	Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanque de almacenamiento.
NRF-013-PEMEX-2009	Diseño de líneas submarinas en el Golfo de México.
NRF-014-PEMEX-2006	Inspección, Evaluación y Mantenimiento de Ductos Submarinos.
NRF-018-PEMEX-2007	Estudios de riesgo.
NRF-020-PEMEX-2005	Calificación y certificación de soldadores y soldadura.
NRF-026-PEMEX-2008	Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas.
NRF-033-PEMEX-2010	Lastre de concreto para tuberías de conducción.
NRF-040-PEMEX-2005	Manejo de residuos en plataformas marinas de perforación y mantenimiento de pozos.
NRF-047-PEMEX-2007	Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica.
NRF-084-PEMEX-2004	Electrodos para Soldadura en Sistemas de Ductos e

	Instalaciones Relacionadas.
NRF-096-PEMEX-2004	Conexiones y Accesorios para Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos.
NRF-104-PEMEX-2008	Sistemas de tratamiento de aguas residuales en instalaciones de PEP.
NRF-106-PEMEX-2010	Construcción, instalación y desmantelamiento de ductos submarinos.
NRF-150-PEMEX-2005	Prueba hidrostática de tubería y equipos.
NRF-156-PEMEX-2008	Juntas y empaques.
NRF-158-PEMEX-2006	Juntas de Expansión Metálicas.
NRF-177-PEMEX-2007	Sistemas de protección del ducto ascendente en la zona de mareas y oleaje.
NRF-214-PEMEX-2008	Válvulas de compuerta y bola en líneas de transporte de hidrocarburos.
NRF-241-PEMEX-2010	Instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial.
NRF-242-PEMEX-2010	Instrumentos transmisores temperatura.

Fuente: www.pemex.com

5 Desarrollo

Los criterios de selección de tubería Clad Pipe para el transporte de hidrocarburos costa afuera en el Golfo de México, consideran aspectos del yacimiento, operación, requerimientos de diseño, materiales y costos. Los criterios son elaborados a partir de información reportada en literatura, experiencias y lecciones aprendidas de operadores, fabricantes y constructores, así como de normatividad aplicable vigente. Los criterios que se desarrollan son descritos a continuación.

5.1 Experiencia de fabricación e instalación

Uno de los principales factores a considerar para el uso de Clad Pipe, es la experiencia de los fabricantes y operadores que han instalado este tipo de tubería alrededor del mundo.

Después de identificar a los principales fabricantes de tubería Clad Pipe, se les consultó acerca de los proyectos donde se han instalado sus respectivos productos.[54-57, 59, 65-68] La información recibida se integró en una base de datos con 229 proyectos, que implican 544 órdenes de compra, tal y como se muestra en la Tabla 22. Como resultado del análisis de la información, el volumen de venta en peso y longitud se muestran bajo diferentes conceptos; diámetro interno del ducto (Tabla 23), año de venta (Figura 9) y región de instalación (Figura 10). Adicionalmente se identifican los principales materiales empleados como respaldo (Tabla 24), los materiales empleados como revestimiento (Tabla 25), así como el espesor del revestimiento mayormente utilizado (Tabla 26).

Tabla 22. Principales fabricantes de Clad Pipe y datos históricos de venta.

Fabricante	No. de proyectos	No. órdenes de compra
Japan Steel Works	99	340
Eisenbau Krämer	32	106
Butting	55	55
Proclad	36	36
Cladtek	4	4
Gieminox	3	3
Total	229	544

Aunque la tubería Clad Pipe se puede fabricar a partir de 8 pulgadas de diámetro, se recomienda por cuestiones de costo-beneficio utilizarla a partir de diámetros mayores a 12 pulgadas. En la Tabla 23 se observa que el diámetro mayormente fabricado es el de 24 pulgadas, y se ha utilizado de manera restringida hasta 36 pulgadas.

Tabla 23. Volumen de venta de tubería Clad Pipe de acuerdo al diámetro interno del ducto.

Diámetro interno (")	Peso (Ton)	Longitud (m)
24	49,551	111,695
16	33,991	164,077
20	20,423	53,858
12	18,991	83,806
8	3,677	49,558
36	1,544	1,492
No especificado	116,183	322,876
Total	244,363	787,395

Tabla 24. Volumen de venta de tubería Clad Pipe de acuerdo al material de respaldo.

Material de respaldo (aceros al carbono)	Peso (Ton)	Longitud (m)
API 5L X-65	96,870	342,147
DNV SAW 415 (eq. X-60)	55,294	224,683
DNV SAW 450 (eq. X-65)	45,495	41,292
API 5L X-60	32,591	134,529
API 5L X-52	10,018	41,748
API 5L B	1,757	366
ASTM A515 Gr. 65	210	1,128
API 5L X-56	109	1,500
Total	244,363	787,395

Tabla 25. Volumen de venta de tubería Clad Pipe de acuerdo al material del revestimiento.

Material de revestimiento (CRA's)	Peso (Ton)	Longitud (m)
AISI/SAE 316L	148,436	503,400
UNS N08825	64,691	218,457
UNS N06625	21,381	59,711
AISI/SAE 316	7,155	4,944
UNS N04400	1,783	882
Total	244,363	787,395

Tabla 26. Volumen de venta de tubería Clad Pipe de acuerdo al espesor del revestimiento.

Espesor del revestimiento (mm)	Peso (Ton)	Longitud (km)
3.0	190,289	576,662
2.5	33,166	127,940
2.0	12,892	65,010
4.0	6,342	17,685
3.5	1,371	95
4.5	67	0 (a)
Total	244,363	787,395
Nota:		
a) Longitud cero por tratarse de codos, reductores, T's, etc.		

En la Figura 9 se observa que la producción de Clad Pipe a nivel mundial ha tenido un repunte desde 1994 hasta la actualidad, sin embargo esto no se ha reflejado en su implementación para proyectos en el Golfo de México del lado americano (Figura 10), lo cual se puede deber a tres principales razones:

- Las condiciones de operación y del medio, a la fecha han sido subsanadas con el uso de aceros al carbono con un incremento en las tolerancias de corrosión, mas el uso de inhibidores de corrosión con cada vez mayor eficiencia.
- El costo de tubería Clad Pipe es más elevado en comparación con tubería de especificación API de aceros al carbono o de baja aleación, como se verá adelante en el criterio 13.[68]
- Existen restricciones comerciales de los Estados Unidos para la protección de su industria del acero.[17]

Tradicionalmente, en México el tipo de acero grado API que más se ha empleado en instalaciones costa afuera del Golfo de México, es el acero API X-52 (YS 52 ksi). La razón principal está asociada a que la mayor parte de la red de ductos de PEMEX, está ubicada en aguas someras con columnas de agua en el rango de los 30-80 m, donde la resistencia mecánica de la tubería instalada no demanda grados mayores como el API X-65 (YS 65 ksi), sin embargo este es el acero con mayor uso en tuberías instaladas alrededor del mundo como se observa en la Tabla 24.

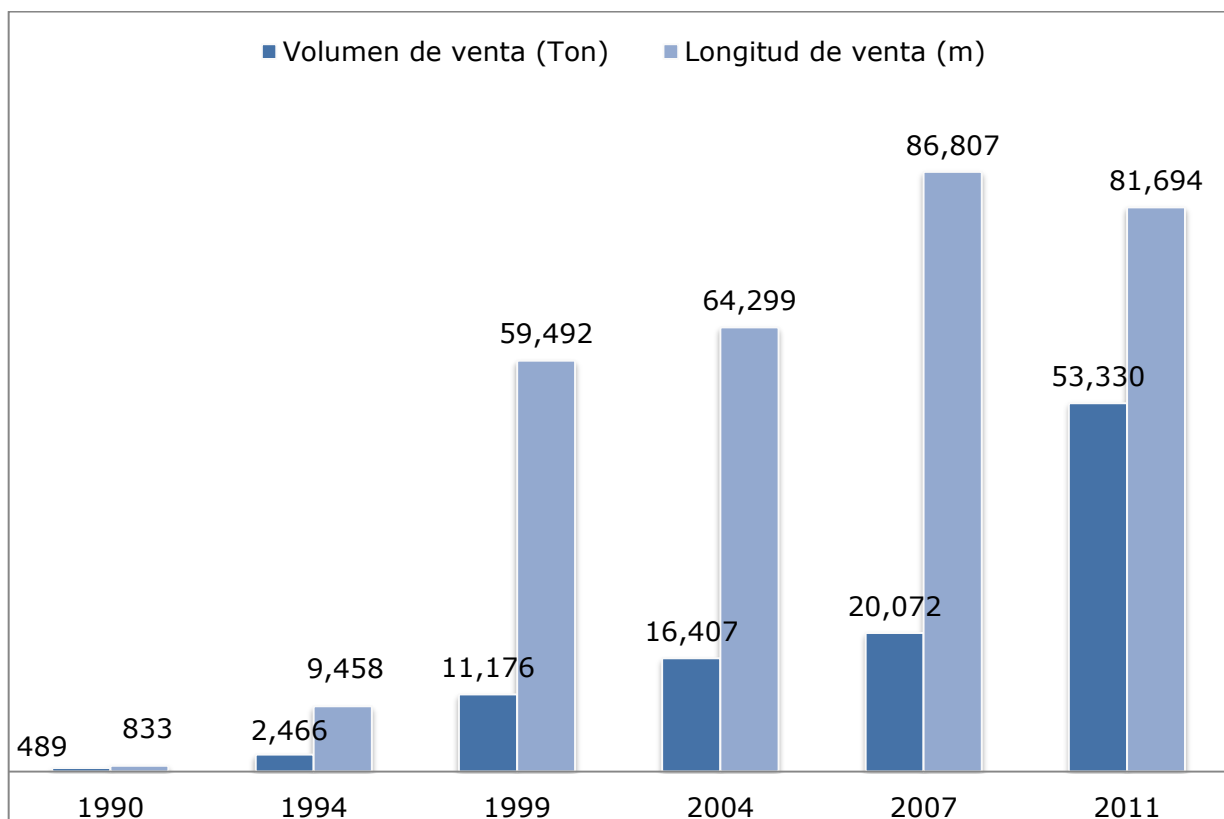


Figura 9. Volumen de venta de tubería Clad Pipe en los últimos años.

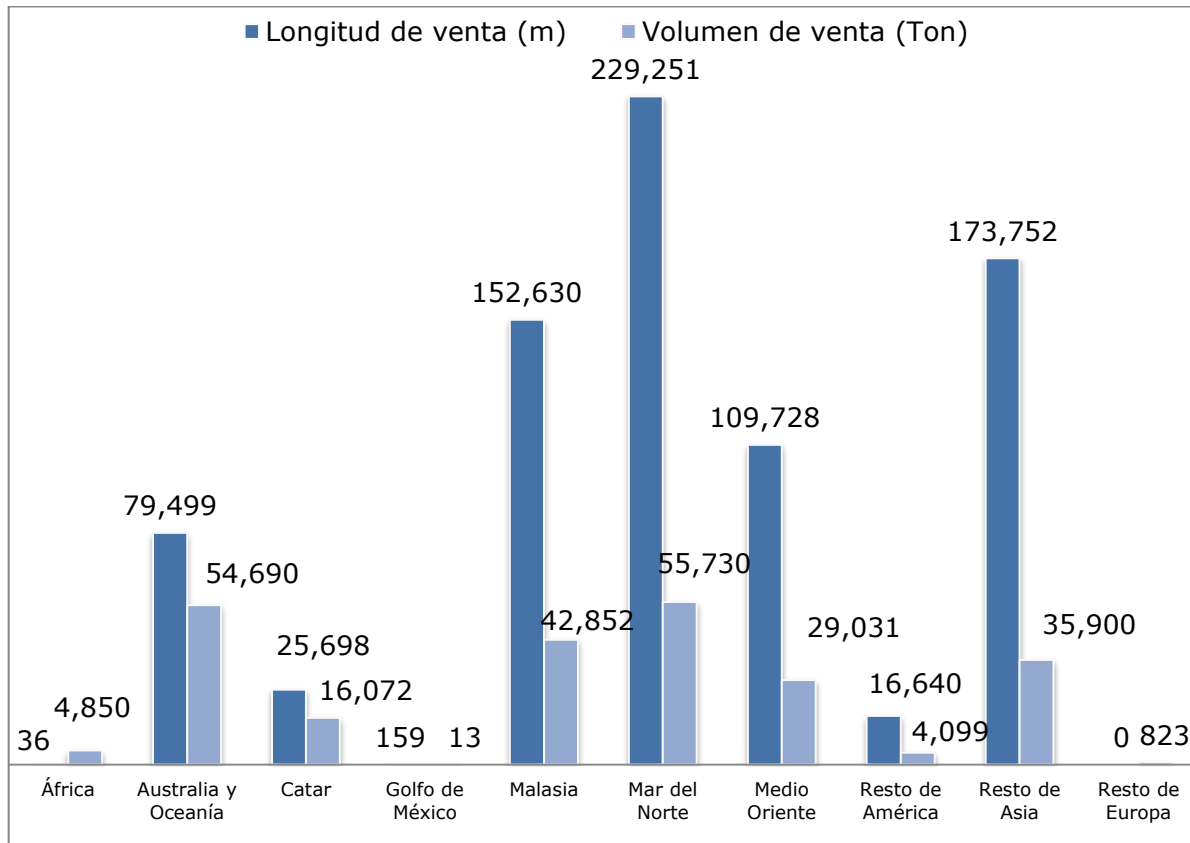


Figura 10. Volumen de venta histórico de tubería Clad Pipe en diferentes regiones y/o países.

La selección del tipo de material del revestimiento está definida por su resistencia a las condiciones de operación y a la severidad del fluido. Se observa en la Tabla 25 que la aleación más empleada es un acero inoxidable austenítico con molibdeno AISI/SAE 316L, lo anterior sugiere que la temperatura de los productos transportados no es mayor a 60°C la cual es su temperatura crítica de picadura por corrosión.[23] Las aleaciones base níquel 825 y 625 que también aparecen en la Tabla 25, son empleadas generalmente en ambientes más hostiles con muy altas concentraciones de H₂S y a temperaturas hasta los 150°C.[69]

Por otro lado el espesor óptimo del revestimiento según la experiencia de los fabricantes, se ha sido establecido en 3 mm, aunque las normas API 5LD

[1] y API 5LD-PGH [70] establecen un valor de 2 mm con una tolerancia de - 0, + 2.5 mm (ver Tabla 26).

Con respecto a la experiencia en instalación de tubería Clad Pipe, durante la investigación no se encontró alguna firma internacional especializada.[71] Sin embargo se identificaron las principales compañías constructoras internacionales (ver Tabla 27) dedicadas a la instalación de líneas submarinas y que se considera, cuentan con la infraestructura necesaria para instalar este tipo de tubería (por ejemplo procesos de soldadura manual y automática, multilíneas, etc.).

En todos los casos los fabricantes de Clad pipe recomiendan contactar a alguna de las compañías constructoras listadas en la Tabla 27 antes de elaborar una orden de compra, para obtener información acerca de su disponibilidad, experiencia y lecciones aprendidas durante la instalación, inspección y reparación de sus productos.

Tabla 27. Principales compañías constructoras de líneas de transporte costa afuera.

Compañía	Localización de Embarcaciones						Total
	Asia	Europa	Norte América	Sudamérica	Oeste de África	Otros	
ALLSEAS USA, INC.				5			5
ASCOT CONSTRUCTORS OFFSHORE LTD.					2		2
BISSO MARINE						2	2
CAL DIVE						5	5
CHET MORRISON CONTRACTORS			3				3
CNOOC	1					3	4
EMAS AMC						4	4
GLOBAL INDUSTRIES, LTD.						8	8
HEEREMA MARINE CONTRACTORS U.S., INC.			1				1
HELIX ENERGY SOLUTIONS GROUP, INC.						3	3
INTERNATIONAL CONSTRUCTION GROUP			1				1
J. RAY McDERMOTT		4				7	11
LEIGHTON INTERNATIONAL						2	2
NORCE OFFSHORE PTE LTD.						1	1
SAIPEM AMERICA INC.		14					14
SEA TRUCKS GROUP						6	6
SUBSEA 7						16	16
SUBSEA 7						2	2
SWIBER HOLDINGS	6					3	9
TECHNIP		2	2				4
Total general	7	20	7	5	2	62	103

Fuente: 2011 Survey of Worldwide Offshore Pipeline Installation & Burial Contractors & Vessels - Beach to Ultra-Deepwater. (poster)

5.2 Características del medio

Hoy en día, para grandes proyectos de inversión en la Industria del Petróleo, se emplea la metodología VCD o FEED Front-End Engineering Design.[72] En la etapa inicial de visualización (V) y conceptualización (C) del proyecto, se define la filosofía de operación y los escenarios de producción, basándose en las características de los hidrocarburos a explotar. Por lo tanto el éxito del proyecto dependerá en gran medida, de la caracterización del medio presente en el yacimiento.

La norma ISO 21457 [26] proporciona una guía de colección de información base para la selección de materiales en la Industria del Petróleo. En la Tabla 28 se muestra la información mínima requerida, según esta norma, para la caracterización del medio. El formato incluye datos del yacimiento y de la química del agua de formación, también incluye campos relacionados con las condiciones de diseño del pozo de producción, del cabezal de inyección y de las líneas de flujo, además de las bases de diseño generales para la evaluación de la corrosión y la selección de materiales.

Cada una de las variables mencionadas ha sido descrita en la sección 4.2 de este trabajo.

Tabla 28. Formato para la caracterización del medio según el estándar ISO 21457.

Datos para información de bases de diseño para instalaciones de producción de hidrocarburos	
Nombre del campo	
Nombre del contrato	
No. de contrato	
Vida de diseño	

Datos del yacimiento								
Presión de yacimiento						Tipo de fluido		
Temperatura de yacimiento						Composición de fluidos de terminación		
Presión de punto de burbuja						Valores de diseño de contenido de CO ₂ (fracción Mol, %)		
Densidad del fluido del yacimiento						Valores de diseño de contenido de H ₂ S (fracción Mol, %)		
Producción de arena y sedimentos						Mercurio		
Parafinas						Azufre elemental		
						Presencia de agua libre		
Química del agua de formación								
Bicarbonato, HCO ₃ ⁻ o alcalinidad total								
Cantidad total de cloruros					Ácidos orgánicos			
Na ⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	Sr ²⁺	Ba ²⁺	Fe ^{2+/3+}	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻
Condiciones de diseño del pozo de producción								
Presión de cierre						Presión de operación		
Temperatura mínima						Temperatura de operación		
Temperatura máxima								
Condiciones de diseño del cabezal de inyección								
Tipo de fluido de inyección								
Contenido máximo de O ₂						Presión de diseño máxima		
Contenido de CO ₂						Presión normal de inyección		
Contenido de H ₂ S						Temperatura mínima		

Condiciones de diseño de las líneas de flujo				
Temperatura de diseño		Contenido de H ₂ S		
Temperatura de entrada		Agua de formación o producción		
Temperatura de salida		Diámetro interior de la línea de flujo		
Presión de diseño		Régimen de flujo		
Presión de entrada		Vol. de producción de crudo		
Presión de salida		Vol. de producción de gas		
Contenido de CO ₂ en la fase gaseosa		Vol. de producción de agua		
Bases de diseño generales para la evaluación de la corrosión y la selección de materiales				
Modelo de predicción de la corrosión (6.2.1)		Metodología o modelo para cálculo de pH (6.2.3.2)		
Modelo de predicción de la erosión (6.5)		Máxima temperatura de operación para uso de acero inoxidable sin recubrimiento en ambientes marinos (6.6.2)	Tipo 316	
			Tipo 22Cr	
			Tipo 25Cr	
			Tipo 6Mo	
Limitaciones recomendadas en las propiedades mecánicas (6.9)	Obligatoria	Límites de temperatura para materiales no-metálicos (7.4.2)		
	Informativa			
Requerimientos ambientales para uso de inhibidores de corrosión (8.1)		Modelo de prueba de inhibición de la corrosión y criterio de aceptación (8.1)		
Estandars de diseño para Protección catódica (8.5.1)				

5.3 Presencia de agua

Generalmente al inicio de operación en la explotación de hidrocarburos, los contenidos de agua son mínimos, sin embargo a medida que se explota el yacimiento el contenido de agua puede incrementarse, ya sea por las características propias del yacimiento o por posibles inundaciones con agua de mar cuya probabilidad aumenta a medida que la profundidad del lecho marino es mayor. En la sección 4.2.2 se describieron las posibles fuentes de agua dentro de las líneas de transporte y manejo de hidrocarburos.

La presencia de agua en fase acuosa es uno de los principales requisitos para que ocurra el fenómeno de corrosión en los sistemas de producción y transporte de hidrocarburos, siendo un factor primordial el determinar si el agua podría estar en contacto con la superficie del ducto o no.

El efecto de altos contenidos de agua de hasta 30%, puede reducirse conforme la persistencia de los hidrocarburos sea mayor. Esto es cuando el hidrocarburo tiene la característica de poder actuar como una barrera física que protege a la superficie metálica del ducto, del contacto con el agua, por lo tanto la persistencia deberá ser evaluada en el laboratorio. Una alternativa para mitigar la corrosión cuando sea factible, es el uso de inhibidores de corrosión que se disuelvan en agua, cuya eficiencia dependerá de la eficiencia en la disponibilidad del mismo dentro del sistema y de las condiciones propias de operación, como fue descrito en el punto 4.5.1.

En el caso del gas saturado con agua, cualquier disminución de la presión y/o temperatura, puede propiciar la condensación del agua, formando una fase líquida en la cual puede ocurrir corrosión por una dilución de gases ácidos (H_2S y/o CO_2), además de la dilución de gases orgánicos a partir de los hidrocarburos producidos.

La deshidratación del gas es una alternativa para controlar los problemas de corrosión asociados a H_2S y CO_2 en presencia de agua libre. El gas se puede deshidratar comúnmente en instalaciones costa afuera mediante un sistema de deshidratación con glicol tri-etileno (TEG, acrónimo en inglés), cuando se anticipa una operación con valores bajos de punto de rocío del agua.[12]

La utilización de tubería Clad Pipe puede permitir el manejo, transporte y colección de hidrocarburos sin ningún tratamiento proveniente de pozos remotos, antes de poder llegar a la planta de procesamiento de gas y crudo, sin embargo la selección del tipo de ducto está sujeto a un análisis de costo-beneficio del campo bajo estudio.[60]

5.4 pH del sistema

La velocidad de corrosión en determinado sistema se incrementa con una disminución en el pH de la fase acuosa.

Normalmente la medición del pH del sistema no es una tarea fácil, debido a las dificultades propias que presenta el realizar mediciones dentro del yacimiento. En la práctica, el valor del pH del sistema se puede estimar a partir de la concentración de las especies químicas presentes que son solubles en agua.[25, 26] Esto puede obtenerse por medio de análisis químico de la composición del agua de formación, que es extraída de muestras de crudo del yacimiento.

Para fines prácticos, de no tener datos disponibles sobre el valor del pH del sistema, se considera como representativo un valor de pH de 3.5 cuando se trata de producción de gas saturado con agua. Mientras que para el caso de aceite crudo, un valor de pH de 4.5 es representativo.[25] Sin embargo, se deben tener en consideración los siguientes puntos:

- La corrosividad aumentará con un incremento en la presión parcial de los gases ácidos.[23]
- Al incrementarse la presión parcial de los gases ácidos (H_2S y/o CO_2), el pH del sistema será mas ácido pero tenderá a ser alcalino con el incremento de la temperatura.
- El decremento de la solubilidad del gas en la fase acuosa debido al incremento de la temperatura, puede ser compensado con un incremento en la presión total conforme se incremente la profundidad del pozo. Lo que puede incrementar la presión parcial del gas y resultar en un aumento en la severidad de corrosión.[31]

5.5 Presión parcial de gases ácidos

El H_2S al igual que el CO_2 , es un gas ácido que se disuelve en medios acuosos y contribuye a la disminución del pH del sistema. El pH decrece conforme aumenta la concentración de los gases ácidos disueltos, creando un ambiente mucho más severo y por lo tanto, la susceptibilidad de un ataque por hidrógeno también aumenta.[23]

La cantidad de H_2S en solución dependerá de las condiciones de operación y/o de cambios en la filosofía de operación, algunas de las circunstancias que propician un incremento en la concentración de H_2S en el medio pueden ser:

- Un incremento en la presión total del sistema a un mismo %mol de H_2S , ocasiona un incremento en la presión parcial de H_2S .
- En los procesos de recuperación secundaria por inyección de gases ácidos, donde se puede inducir un “amargamiento” del yacimiento y aumentar gradualmente la concentración de H_2S .
- En sistemas que contienen H_2S , CO_2 y salmuera, la corrosión disminuye conforme se incrementa la presión parcial de H_2S , a temperaturas menores de $80^\circ C$. [69] A temperaturas más altas, por lo general la combinación de H_2S y cloruros produce mayores tasas de corrosión, ya que las películas estables de carbonato de hierro, por lo general no se forman tan fácilmente en los sistemas con H_2S , como sucede en los sistemas sin H_2S . [24]

5.6 Contenido de cloruros

La velocidad de corrosión de los aceros utilizados en la Industria Petrolera, se incrementa con el incremento en el contenido de cloruros. Los cloruros en fase acuosa pueden penetrar y desestabilizar cualquier película protectora formada sobre la superficie expuesta. Este fenómeno de penetración de cloruros se incrementa con el aumento de la temperatura.[26]

Normalmente durante la producción de hidrocarburos costa afuera, el agua de formación contiene una considerable cantidad de cloruros disueltos en solución. En muchos casos el contenido de cloruros disueltos puede variar de 1,000 a 100,000 ppm. Los cloruros son frecuentemente especificados como ppm NaCl ($0.63 \times \text{ppm NaCl} = \text{ppm Cl}$).

En ambientes de producción naturalmente des-aireados (sin oxígeno), la velocidad de corrosión se incrementa al incrementarse el contenido de cloruros en el rango de 10,000 ppm a 100,000 ppm. Este efecto se incrementa a temperaturas mayores de 150°F (60°C). Un contenido de cloruros mayor a 30,000 ppm puede afectar la efectividad de químicos y del sistema de inhibición de la corrosión.[73]

Las salmueras con bajos contenidos de cloruros (<10,000 ppm), pueden ser consideradas menos corrosivas que aquellas con altos contenidos, sin embargo pueden tener el mismo efecto a bajos valores de pH. En algunos casos, el alto contenido de sales tiende a reducir la solubilidad de los gases ácidos en el agua, modificando el pH de la solución.[63]

5.7 Temperatura de operación

La temperatura es un factor crítico para el estudio de la corrosividad en ambientes de producción y transporte de hidrocarburos. La variación de la temperatura puede afectar de diversas formas a los fenómenos corrosivos, algunas de esas formas se pueden resumir de la siguiente manera:

- El incremento en la temperatura del medio reduce la solubilidad de los gases disueltos y provoca un incremento en el pH.
- El incremento en la temperatura del medio aumenta la agresividad de los iones cloruro en soluciones acuosas, por activación térmica.
- El agrietamiento ocasionado por el medio se ve afectado por la temperatura. Entre la temperatura ambiente (25°C) y 120°C (250°F), el incremento en la temperatura disminuye la susceptibilidad a HIC y SSC. Pero por arriba de 65°C (150°F), la susceptibilidad de SSC se incrementa.[26]
- A temperaturas elevadas y en ambientes acuosos conteniendo CO₂, existe la formación de depósitos de carbonato que tienen propiedades protectoras.[35]

5.8 Tipo de hidrocarburo

Las relaciones gas/aceite y agua/crudo en los hidrocarburos, son factores que afectan la tendencia a la corrosión y al agrietamiento inducido por el medio, durante los procesos de producción y transporte.

En los casos donde la relación gas/aceite (RGA) es menor de 5000 pies cúbicos estándar por barril, la tendencia a la corrosión y la susceptibilidad al agrietamiento inducido por el medio, son reducidas de manera importante.[25] Lo anterior se debe al efecto de inhibición ocasionado por la película de aceite crudo que cubre la superficie metálica, la cual se encuentra en contacto con el hidrocarburo transportado. El efecto de inhibición depende de la persistencia de la fase de aceite crudo y de su eficiencia para actuar como barrera entre el metal y el medio corrosivo.

Como se mencionó anteriormente, la corrosión solo ocurre si el agua en fase acuosa está presente. Por ejemplo, en la producción de hidrocarburos “secos”, generalmente la corrosividad del H_2S y/o el CO_2 no es problema.[26]

En los casos donde la relación agua/aceite (RAG) es baja, la severidad de la corrosión es sustancialmente reducida. Sin embargo se deben extremar precauciones para evaluar la presencia de sitios (puntos bajos) donde el agua se pueda separar del hidrocarburo y formar una fase continua de agua. Bajo estas condiciones, la corrosión puede ocurrir.[38]

5.9 Condiciones de flujo

La velocidad del flujo multifásico (gas, agua, hidrocarburos líquidos) durante la producción de hidrocarburos, afecta la velocidad de corrosión del sistema. El flujo puede acelerar la corrosión con el incremento en la velocidad debido a que aumenta el transporte de masa y aún más, por la remoción de películas protectoras (productos de corrosión y películas de inhibidor), ver Figura 11.[25]

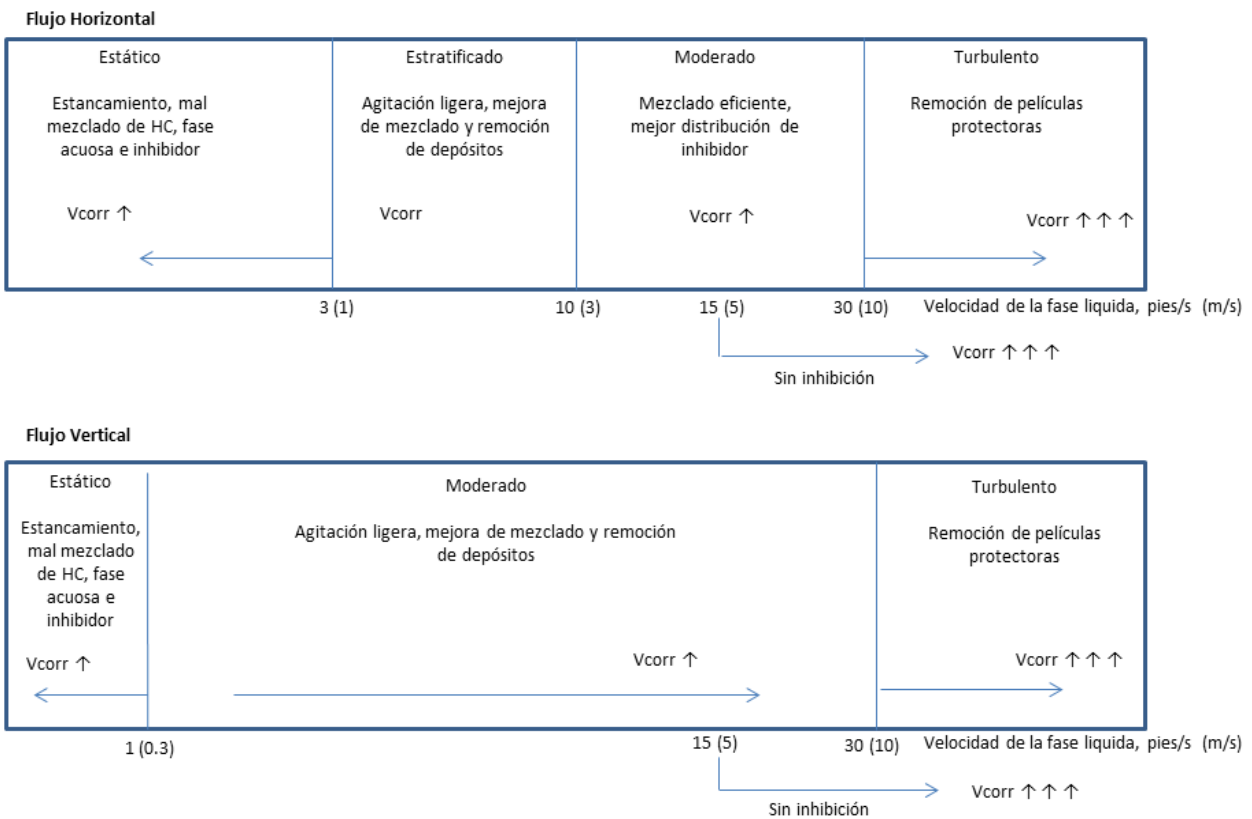


Figura 11. Representación esquemática que resume el efecto de la velocidad de flujo sobre la velocidad de corrosión.

Las condiciones de flujo de los sistemas multifásicos suelen estar definidas por la velocidad superficial del líquido.[25] A valores menores de 3 pies/s (1 m/s), las condiciones son generalmente consideradas como estáticas. Bajo estas condiciones la velocidad de corrosión puede ser mayor a la observada bajo condiciones moderadas de flujo. Esto es debido a que en condiciones estáticas no hay una turbulencia natural que ayude al mezclado y dispersión de hidrocarburos líquidos protectores o de inhibidores en la fase líquida.[25] Además los productos de corrosión y otros depósitos pueden permanecer fuera de la fase líquida y promover un ataque de corrosión localizado (Crevice, término en inglés), debajo de los depósitos de corrosión que se hayan formado.[36]

A velocidades de flujo entre 3 y 10 pies/s (1 y 3 m/s), normalmente las condiciones de estratificación aún persisten.[25] Sin embargo el incremento de flujo provoca el barrido de algunos depósitos, lo que tiene un efecto mitigante sobre la velocidad de corrosión en aceros debido al incremento de la agitación y del mezclado. Aunque a velocidades de flujo de 15 pies/s (5 m/s) en aplicaciones sin inhibición, la velocidad de corrosión puede incrementarse rápidamente con el incremento de la velocidad.

En aplicaciones con inhibición, a velocidades entre 10 y 30 pies/s (3 a 10 m/s), la velocidad de corrosión de los aceros puede incrementarse ligeramente como resultado de un mejor mezclado de los hidrocarburos con la fase acuosa. Sin embargo, a velocidades mayores a 30 pies/s (10 m/s), la velocidad de corrosión puede acelerarse por la remoción física de películas protectoras debido a altas velocidades de flujo.[25]

En condiciones de flujo vertical, normalmente se tienen las mismas relaciones encontradas con flujo horizontal, la única diferencia se da en condiciones de baja velocidad de flujo ya que en flujo vertical las condiciones

estáticas solamente persisten hasta velocidades de flujo menores a 1 pie/s (0.3 m/s). Arriba de esta velocidad, existe suficiente agitación para producir un mezclado de hidrocarburos, fase acuosa e inhibidores. En los rangos de 1 a 30 pies/s (0.3 a 10 m/s) en sistemas con inhibición y de 1 a 15 pies/s (0.3 a 5 m/s) en sistemas sin inhibición, las velocidades de corrosión no son afectadas en gran medida por la velocidad de flujo. Caso contrario ocurre a velocidades de flujo superiores, la corrosión se incrementa rápidamente con el incremento de la velocidad debido a la remoción de cualquier película protectora superficial que se haya formado.[25]

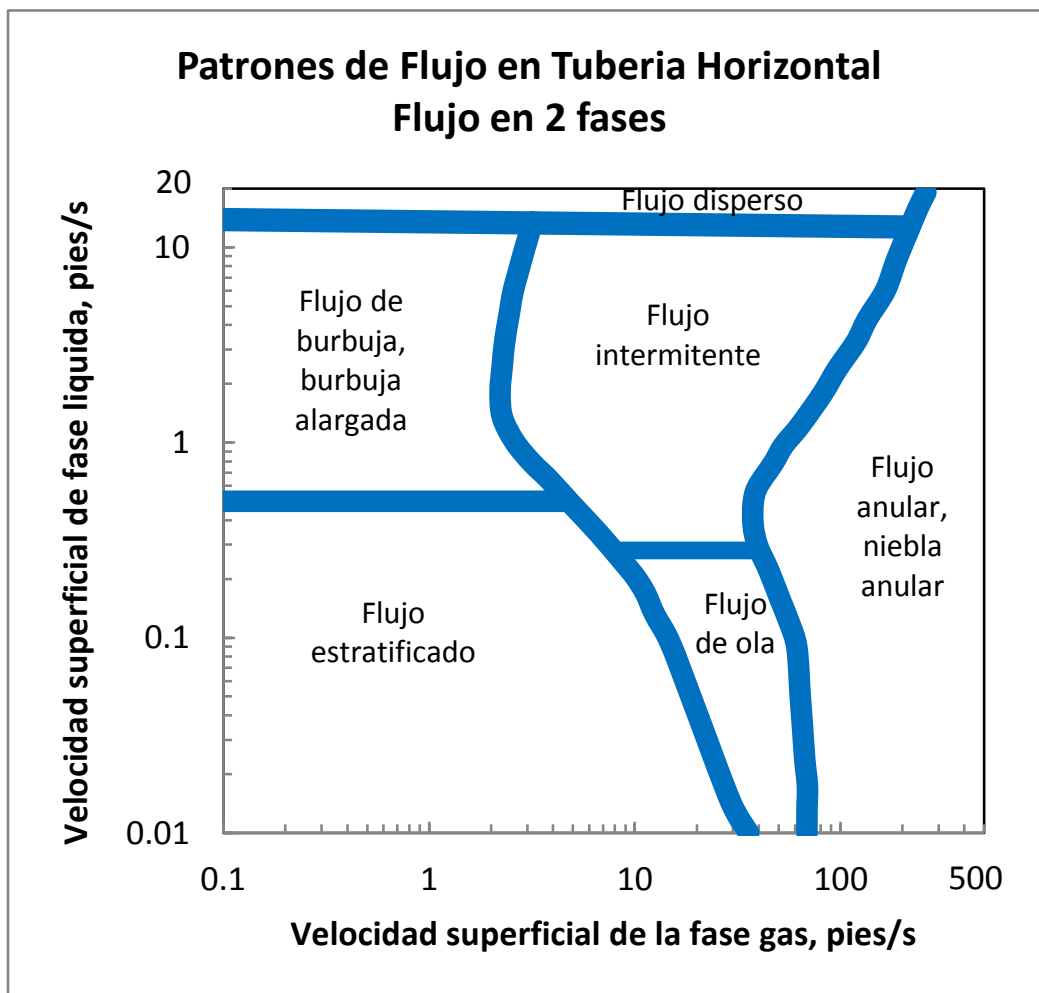


Figura 12. Patrones de flujo basados en las velocidades superficiales de flujo.[25]

En sistemas bifásicos se han identificado regiones con diferentes patrones de flujo, los cuales están en función de las velocidades superficiales de la fase gaseosa y líquida. Las mayores condiciones hidrodinámicas de flujos turbulentos que inducen mayores esfuerzos de corte en la pared, se obtienen en combinación con altas velocidades superficiales de gas (ver Figura 12). [30]

5.10 Requerimientos mecánicos y de diseño

La aceptación de compra de tubería Clad pipe está condicionada al cumplimiento de los requerimientos de la norma API 5LD.[1, 70]

Las propiedades mecánicas de la aleación de revestimiento y del acero de respaldo deben cumplir con los requerimientos de pruebas mecánicas, pruebas y criterios de aceptación de materiales establecidos en la sección 7 y sub secciones 7.1 a 7.13 de API 5LD y en API 5L, sección 9.3. Estos requerimientos para el diseño incluyen SMYS, SMTS, E, S, número de Poisson, coeficiente de expansión térmica y ductilidad, entre otros.

Requerimientos de tenacidad Charpy V-Notch (CVN). Los requerimientos de tenacidad están definidos en API 5LD sección 7.11.3, a menos que se establezcan en la orden de compra.[70] Cada grupo de pruebas a tamaño completo debe cumplir con los requerimientos de API 5L, sección 9.8.1 y sección 9.8.2. Está permitido por API 5L, sección 9.8.1.1, que la relación de energía para especímenes de dimensiones menores sean de 0.75E (3/4 de la medida) y 0.5E (1/2 de medida), para especímenes de 0.394 pulgadas (10 mm) x 0.295 pulgadas (7.5 mm) y 0.394 pulgadas (10 mm) x 0.197 pulgadas (5 mm), respectivamente. Debe acordarse si los requerimientos de desgarre (shear) del revestimiento dentro de API 5L, sección 9.8.2, deberán ser cumplidos por el acero de respaldo.

Prueba de unión del revestimiento. Los requerimientos son definidos en API 5LD sección 8.3, donde se establece que deben realizarse pruebas de resistencia de unión a la tubería Clad Pipe. Las pruebas de resistencia de unión deben seguir lo establecido en ASTM A264 y ASTM A265, y se deben realizar a uno de cada cincuenta tubos durante el proceso de fabricación. El valor mínimo de resistencia al desgarre o desprendimiento de la unión debe

ser 137.8 MPa (20,000 psi). La selección de algún otro método de prueba debe ser acordada entre el comprador y el fabricante, en caso de que se opte por un método alternativo de resistencia al desgarre en especímenes planos, se deben de establecer los límites de separación del revestimiento o de longitud de grieta entre el comprador y fabricante.

Tolerancia de diámetro exterior OD en relación al diámetro interior ID. Está definida en API 5LD sección 10.2, el diámetro exterior del producto final debe estar dentro de las tolerancias especificadas en la tabla 6 de esa sección. El diámetro interno es definido por el diámetro externo, el espesor de la pared y las tolerancias del revestimiento. Los ductos con diámetros externos intermedios a los listados en la tabla 9 de API 5L, pueden ser suministrados por común acuerdo entre el comprador y fabricante. Estos ductos deben cumplir con los requerimientos de API 5LD y ser marcados de acuerdo a la sección 1 del mismo estándar. La tolerancia del diámetro en los extremos del ducto se debe aplicar al diámetro interno nominal. Las tolerancias sobre el diámetro interno son indicadas en API 5LD, Tabla 6.

En caso de requerirse segmentos de tubos "Jointers", deben cumplir lo establecido en API 5LD, sección 10.7. Si dos tramos de ducto "Clad Pipe" son unidos por soldadura para obtener la longitud estándar, los cordones de soldadura deben tener un desplazamiento entre ellos de 45° y 90°. Los detalles de fabricación son establecidos en el anexo F de API 5LD.

Pruebas no destructivas (NDT). Las pruebas no destructivas para tubería Clad Pipe con costura están definidas en API 5LD, sección 11.1. El cordón de soldadura de la tubería debe ser inspeccionado a lo largo de toda su longitud (100%), mediante métodos radiológicos de acuerdo a API 5L, sección E.4 o mediante pruebas de ultrasonido manual, automático o según sea acordado entre el comprador y el fabricante. Se debe realizar una inspección

ultrasónica debido a un posible desprendimiento del revestimiento, a lo largo de una zona de 2 pulgadas (50 mm) hacia ambos costados del cordón de soldadura. Los requerimientos de inspección de API 5L se aplicarán donde sea posible, a menos que esta especificación fuera modificada. La placa revestida debe ser inspeccionada antes del conformado, de acuerdo a los requerimientos de ASTM A578. La cobertura del barrido de inspección definida en la sección 5.6.1 de ASTM A578, debe modificarse para incluir el barrido continuo de inspección a lo largo de una rejilla de centros de 1 pulgada y los criterios de aceptación deben cumplir con el nivel C, como se indica en esta misma norma. Los extremos de la tubería deberán ser inspeccionados con pruebas de ultrasonido hasta una distancia de 4 pulgadas (100 mm), para determinar un posible desprendimiento del revestimiento, los requerimientos de API 5L, sección E.3.2 y E.3.3, aplican.

Cuando se requieran reparaciones en los cordones de soldadura del revestimiento, deberán realizarse de acuerdo a la especificación del procedimiento de soldadura, siguiendo el anexo C de API 5LD y los requerimientos de API 5L, anexo D. Las áreas con separación son consideradas como defectos, así que no se permiten áreas con separación en 2 pulgadas (5 mm) alrededor de cualquiera de los bordes de la soldadura longitudinal o dentro de 4 pulgadas (10 mm) a los costados de cualquier extremo del tubo. En otras áreas de la placa no se deben exceder los límites establecidos en ASTM A578, nivel C.

Continuidad del revestimiento. Debe realizarse de acuerdo al estándar API 5LD, sección 12.2 y todos los tubos terminados deben examinarse visualmente de acuerdo a API 5L, sección 10.2.7. El acero al carbono debe estar libre de defectos de acuerdo a esta misma norma en su sección 9.10 y la aleación del revestimiento deberá estar libre de grietas y quemaduras por

arco. Si existieran otras imperfecciones en el revestimiento no deberán exceder una profundidad de 0.197 pulgadas (0.8 mm).

El fabricante deberá proporcionar al comprador, un certificado de conformidad que indique que el material ha sido fabricado, muestreado, inspeccionado y evaluado mediante las pruebas correspondientes de acuerdo con la especificación API 5LD, sección 14.1, para comprobar que se cumplen los requerimientos de compra.

Pruebas No-destructivas (NDT) para Clad Pipe sin costura. Se encuentran establecidas en API 5LD, sección 11.2. La tubería sin costura deberá ser inspeccionada completamente a lo largo de su longitud por métodos de ultrasonido utilizando procedimientos que permitan localizar los defectos en el material base de acero o en la capa de CRA, además pueden utilizarse técnicas de ondas de corte para defectos radiales o a través de en la pared, y onda de compresión para defectos laminares en la línea de unión. Los criterios de aceptación para el acero de soporte son establecidos en API 5L, sección E.8. Los criterios de aceptación de la línea de unión deben ser acordes con ASTM A578, nivel C. La cobertura de barrido de inspección debe ser a todo lo largo de centros de 1 pulgada sobre la completa longitud de la tubería. La ubicación del equipo será a discreción del fabricante, sin embargo la inspección no destructiva debe realizarse después del tratamiento térmico y operaciones de expandido, si se realizan, pero podrá tener lugar antes del recortado, biselado y dimensionamiento final.

5.11 Tipo de material

Uno de los criterios más importantes a considerar durante la selección de tubería para transportar hidrocarburos costa afuera, es el tipo de material. Durante el desarrollo de este criterio se tomaran en cuenta algunos de los materiales mayormente utilizados como revestimiento en Clad Pipe y su susceptibilidad a la corrosión en diversos medios.

La resistencia a la corrosión localizada (Pitting y Crevice) que presentan las aleaciones resistentes a la corrosión (CRA), utilizadas como revestimiento en tubería Clad Pipe, es mejorada con la adición de Cromo y Molibdeno. Algunas aleaciones son seleccionadas en base a su resistencia a la corrosión localizada, la cual es determinada con el Índice de Resistencia a la Picadura (PI), que se calcula a partir de la fórmula empírica [14, 33, 46] :

$$PI = Cr + 3.3Mo + 11N + 1.5(W + Cb)$$

Donde Cr, Mo, N, W y Cb representan los contenidos de Cromo, Molibdeno, Nitrógeno, Tungsteno y Columbio, en la aleación.

La Figura 13 representa la susceptibilidad a la corrosión de cuatro CRA's típicas expuestas a soluciones ácidas con salmuera, a partir de una clasificación de medios corrosivos que normalmente son encontrados en yacimientos de hidrocarburos.[63] Se puede notar que la aleación que presenta un mayor PI es la aleación base níquel 625, seguida del acero inoxidable dúplex 2205 que presenta una resistencia similar a la que tiene la aleación 825 y por último, el acero inoxidable 13Cr que presenta el menor índice de resistencia de las aleaciones antes mencionadas. Estos resultados están íntimamente ligados con los contenidos de Cromo, Molibdeno y Níquel de las aleaciones de revestimiento.

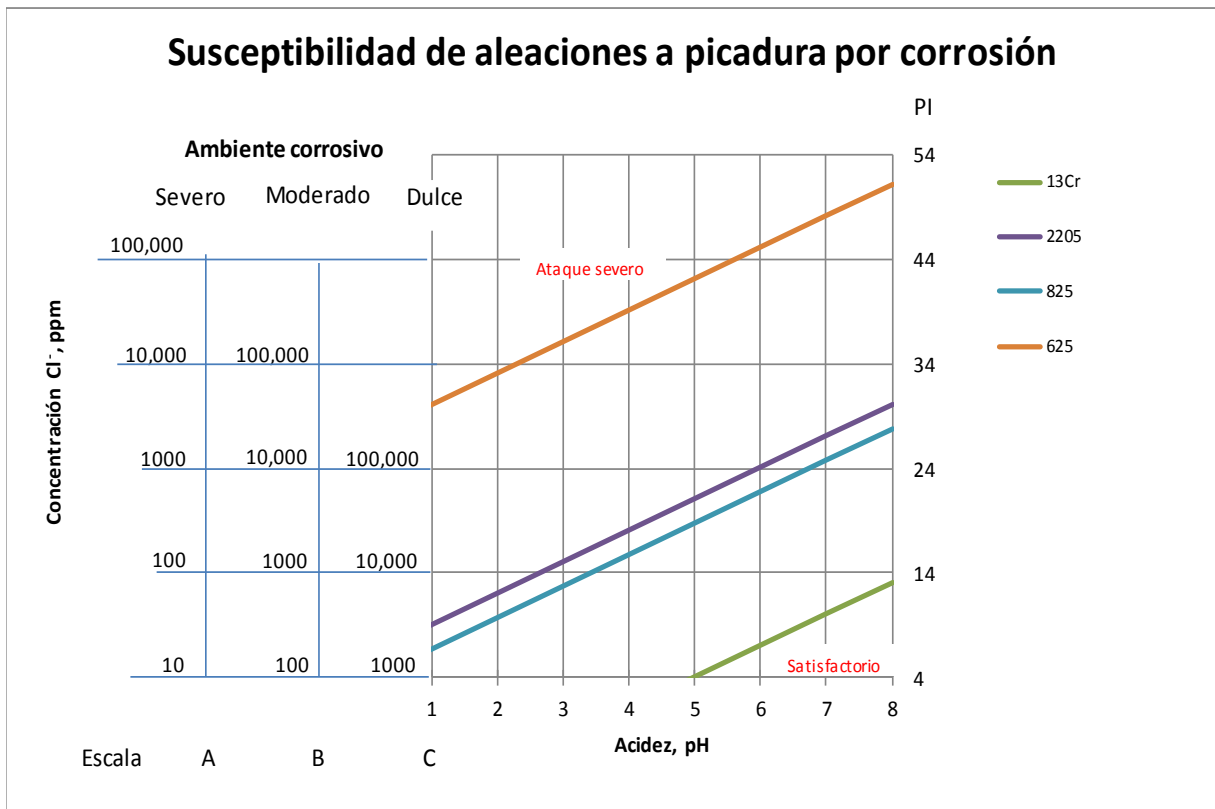


Figura 13. Susceptibilidad de CRA's al ataque localizado.

Notas:

Escala A. Sin presencia de oxígeno o azufre libre en el sistema y operando en un rango de temperaturas entre 175°C y 260°C con altas presiones de H₂S y CO₂. Se asume que en esta escala pueden aplicar los pozos más profundos.

Escala B: Sin presencia de oxígeno o azufre libre en el sistema y operando en un rango de temperaturas entre 110°C y 200°C, teniendo de moderadas a altas presiones de H₂S y CO₂. Se asume que esta escala aplica a la mayoría de los pozos profundos y operaciones costa afuera.

Escala C: Sin presencia de oxígeno en el sistema y operando a temperaturas moderadas. Esta escala cubre la mayoría de los pozos, con alto contenido de CO₂ y baja presión parcial de H₂S.

5.12 Mapas de selección de materiales

Generalmente la selección de materiales para la Industria del Petróleo solo considera ciertas condiciones de operación, como las presiones parciales de gases ácidos (H_2S y CO_2) y la presencia de agua de formación. Como se ha mencionado anteriormente, estos gases ácidos se disuelven en la fase acuosa dándole un carácter ácido a la solución, en otras palabras, la vuelven más corrosiva. A altas presiones de operación la severidad del medio es mayor debido a que se incrementa la solubilidad de los gases ácidos.

En ambientes amargos, la selección de materiales se basa en la norma ANSI / NACE MR0175 / ISO 15156 [23]; la cual en su primera sección proporciona los aspectos generales y la caracterización del medio, en la sección dos proporciona los requerimientos de aceptación para aceros al carbono de la especificación API, y en la tercera sección lo necesario para la aceptación de aleaciones resistentes a la corrosión (CRA's).

La presencia de H_2S a presiones parciales mayores de 0.05 psia, incrementa la susceptibilidad al agrietamiento, lo que debe evaluarse experimentalmente con pruebas de laboratorio.[23] A diferencia del CO_2 , el efecto corrosivo del contenido de H_2S no puede ser modelado matemáticamente.[35, 36]

Para sistemas CO_2/H_2S , los principales fabricantes de tubería para la Industria Petrolera a nivel mundial, han diseñado sus propios métodos de selección de materiales y están basados principalmente en presiones parciales de H_2S y de CO_2 , como se muestra en el ejemplo de la Figura 14.[45] Otros factores como la temperatura también han sido incorporados en el proceso de selección de materiales, un ejemplo de ello se muestra en la Figura 15.[45]

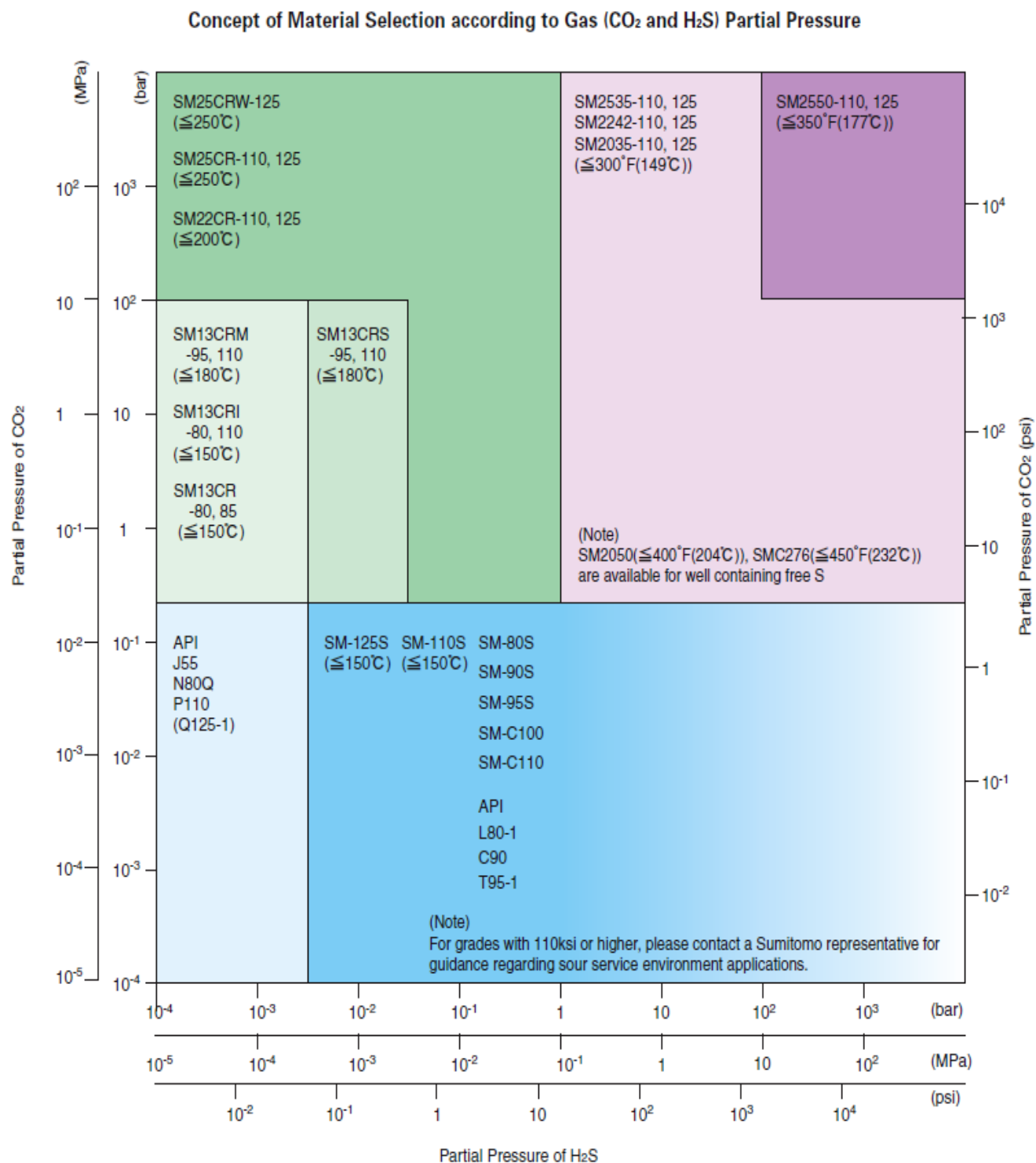


Figura 14. Mapa de selección de materiales.[45]

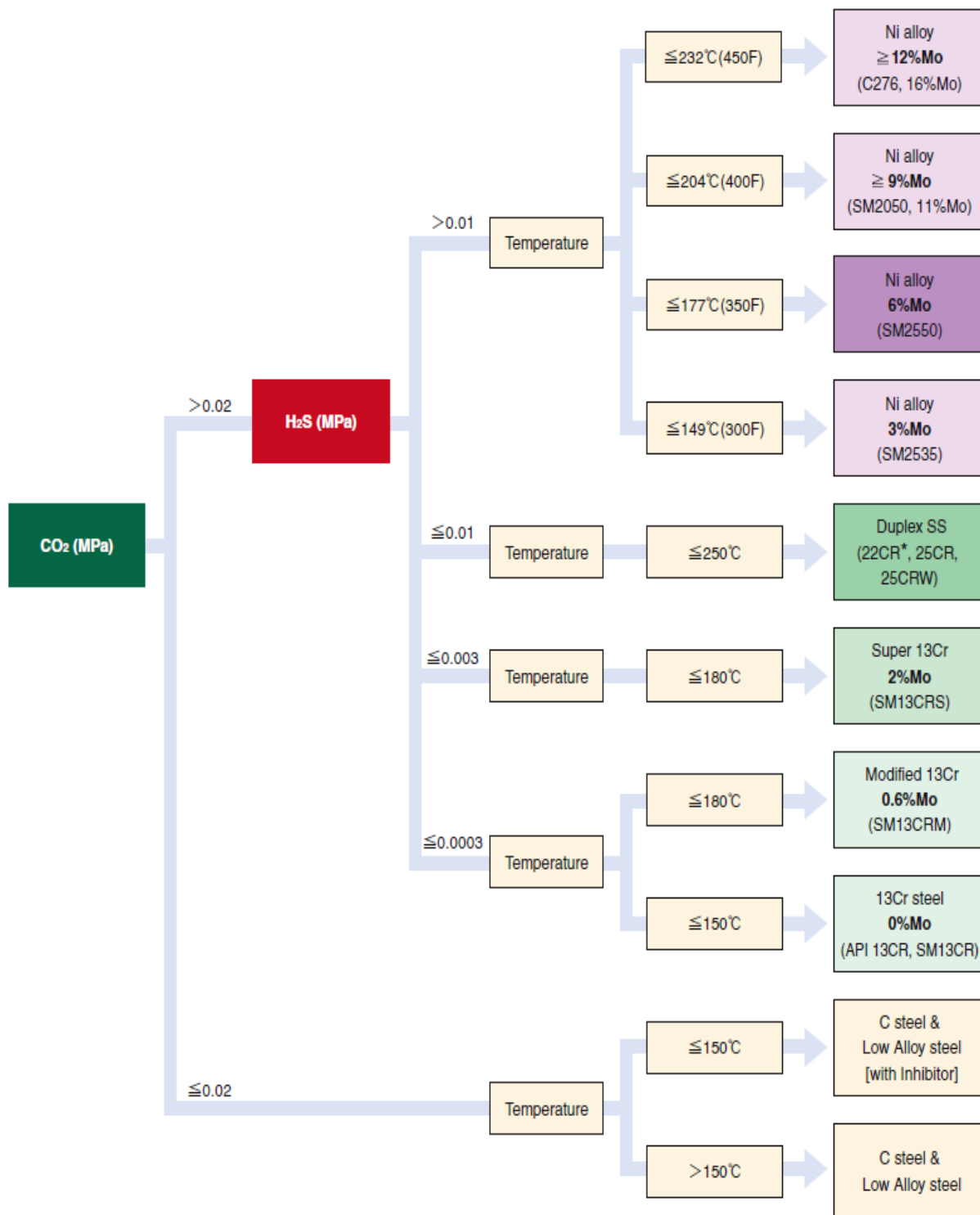


Figura 15. Árbol de selección de materiales basado en la temperatura del medio.[45]

5.13 Costos

La decisión final sobre la utilización de tubería Clad Pipe está relacionada con aspectos del costo-beneficio. Durante el proceso de selección, es necesario llevar a cabo una comparación entre los costos de inversión (CAPEX, término en inglés) y los costos de operación (OPEX, término en inglés) que genera el uso de tubería convencional de acero al carbono en combinación con la inyección de inhibidores, y el uso de tubería Clad Pipe con un revestimiento nominal de 3 mm de espesor.

Para fines de ejemplo, a continuación se presenta un caso de estudio elaborado recientemente por la compañía ProClad [66, 74], para su aplicación en el segundo campo petrolero más grande del Golfo Pérsico y cuarto a nivel mundial. Este caso incluye un estudio sobre el uso de tubería Clad Pipe, en el que se comparan aspectos técnico-económicos entre tubería de acero convencional y esta tubería revestida.[74]

El ducto considerado en el caso de estudio es de 14 pulgadas de diámetro, con una vida de producción anticipada de 17 años. A partir de un estudio de optimización del ducto, el diámetro interno del ducto requerido fue de 333.4 mm. Sin inhibición, la velocidad de corrosión calculada fue de 3 mm por año (118 mpa) a 70°F (21°C), y 4 mm por año (157 mpa) a 110°F (43°C). (2) Con inhibición química, asumiendo una eficiencia de inhibidor del 90%, la velocidad de corrosión estimada fue de 0.3 mm al año (11.8 mpa) a 70°F (21°C), y 0.4 mm (15.7 mpa) a 110°F (43°C).

En la Tabla 29 se presenta el resumen comparativo de los costos que implica el uso de tubería sin revestimiento y Clad Pipe. Los requerimientos de la línea de producción en el yacimiento antes mencionado son los siguientes:

- Longitud del ducto – 11.5 Km.
- Diámetro del ducto – 14 pulgadas.
- Espesor de la tubería – 22.2 mm.
- Tolerancia por corrosión – 6 mm.
- Recubrimiento externo – Si.
- Protección catódica – Si.

Tabla 29. Resumen de CAPEX y OPEX para la línea submarina del caso de estudio.[74]

Tipo de tubería	Tubería de acero al carbono	Tubería Clad Pipe
CAPEX (USD)		
Costos de calificación ingenieril.	300,000	
Estudio de tubería.	100,000	100,000
Materiales de acero al carbono.	3,120,000	2,195,856
Costo de recubrimientos.	400,000	400,000
Protección catódica.	400,000	400,000
Costos de instalaciones para inhibidores.	300,000	
Aleación resistente a la corrosión.		5,851,200
Uniones soldadas de CRA.		250,000
Subtotal	4,620,000	9,197,056
OPEX (USD)		
Inhibidor de corrosión		
Velocidad de inyección continua @ 6	57,000	
Velocidad de inyección en lote @ 30	20,000	
Biocidas		
Velocidad de inyección continua @ 8	174,000	
Velocidad de inyección en lote @ 200	310,000	
(Calculado usando como base una velocidad de flujo de 75,000 BPD).		
Costo anual por inspección / limpieza.	47,000	47,000
Subtotal	608,000	47,000
Costo por la vida útil (17 años).	10,336,000	799,000
Total	14,956,000	9,996,056

Las condiciones de operación en el yacimiento estudiado fueron:

- Presión de diseño = 51 bara = 739 psi = 52.02 kg/cm²
- Presión parcial de CO₂ = 1.53 bara (3 mol %) = 22 psia = 0.153 MPa
- Presión parcial de H₂S = 0.02 bara (0.05 mol %) = 0.29 psia = 0.002 MPa
- Temperaturas = 70°F (21°C) y 110°F (43°C)

Consideraciones de la comparación de costos en el caso de estudio [74]:

- a) Se comparan los costos para el uso de tubería de acero al carbono API 5L X-65 y Clad Pipe con acero al carbono API 5L X-65 como material de respaldo y 3 mm de revestimiento con aleación 904L.
- b) Los costos por soldadura y renta de embarcación para la instalación, fueron iguales pero no son incluidos.
- c) Si se selecciona la tubería Clad Pipe, se requieren materiales de unión para alrededor de 960 juntas, lo que implica un costo extra aproximado de 250,000 USD.
- d) Los OPEX se calculan para 17 años de vida anticipada de operación, por lo tanto para el uso de tubería convencional de acero al carbono, el costo sería de aproximadamente 10,336,000 USD.
- e) Los costos de inspección / limpieza fueron estimados iguales. En la práctica, el costo de inspección / limpieza de las líneas de tubería Clad Pipe es menor.
- f) La tolerancia de corrosión (+ 6 mm) en tuberías convencionales de acero al carbono, podría ser consumida anticipadamente durante la vida

de producción del proyecto. Por lo tanto de instalarse, puede requerir su reemplazo antes de cumplir la vida de diseño.

g) Los costos CAPEX y OPEX podrían variar de acuerdo a los siguientes parámetros críticos:

- Aumento en el precio de metales y aleaciones.
- Prolongados tiempos de fabricación y de entrega.
- Requerimientos de construcción (disponibilidad de embarcación, soldadura, inspección y reparación).
- Instalaciones remotas.
- Envío de la producción a grandes distancias mediante ducto.
- Vida de producción del yacimiento.

6 Análisis

El transporte de hidrocarburos costa afuera por medio de tubería Clad Pipe, es una alternativa que debería ser considerada para próximos proyectos en el Golfo de México. Sin embargo como cualquier otra tecnología, tiene ciertas ventajas y desventajas que deben ser consideradas:

- El uso de Clad Pipe en el mundo, está regulado por diversos estándares extranjeros como son API 5LD, API 5L, API 5LC e internacionales como ISO 15156, ISO 21457, entre otros. La información y requerimientos de compra han sido bien definidos por API 5LD-PGH y se pueden consultar en la sección 5.10.
- El uso de Clad Pipe ofrece a las compañías petroleras operadoras, mayor seguridad y confiabilidad durante la operación, sin embargo se debe de establecer un eficiente programa de mantenimiento e inspección basada en riesgo como mejor práctica operativa, asegurando así que se cumplan los ciclos de vida útil del ducto y evitando posibles fallas. Los mecanismos, consecuencias y costos de falla fueron abordados las secciones 4.3 y 4.4.
- El uso de Clad Pipe permite el manejo y transporte de hidrocarburos en condiciones críticas y en ambientes agresivos de operación. Existen nuevos yacimientos en el Golfo de México que demandan tuberías fabricadas con materiales de alta resistencia mecánica y con resistencia a la corrosión. En las secciones 4.2 y 5.2 a 5.9, se describieron los factores que deben tomarse en cuenta durante la etapa de caracterización y que están íntimamente ligadas a las condiciones de operación.
- El uso de Clad Pipe puede contribuir a la reducción de emisiones contaminantes para el medio ambiente, ya que se puede prescindir en la mayoría de los casos, del uso de químicos para inhibir los procesos

corrosivos (secciones 4.5.1 y 4.3) y por lo tanto, el riesgo de contaminación por fugas al mar. También permite el manejo y transporte de hidrocarburos no tratados con altos contenidos de gases tóxicos como el H_2S , dando cumplimiento a las regulaciones nacionales e internacionales de cero emisiones contaminantes a la atmósfera.

- El uso de Clad Pipe en la actualidad, se encuentra respaldado por la experiencia de fabricación e instalación que ha sido adquirida por varias compañías a lo largo del tiempo (sección 5.1). Aunque el número de fabricantes es reducido, el proceso de fabricación (sección 4.6) utiliza métodos convencionales y es similar al de tubería de acero al carbono. Sin embargo de ser seleccionada para algún proyecto, se recomienda hacer los pedidos con anticipación ya que actualmente los tiempos de entrega pueden ser largos dado el aumento en la demanda de este tipo de tubería.
- El uso de Clad Pipe permite cumplir con el ciclo de vida por diseño de veinte años, que requiere la Industria Petrolera para las líneas de transporte de hidrocarburos costa afuera. Esto es debido a que se reduce el número de intervenciones y por lo tanto, los costos de operación y mantenimiento son menores.
- El uso de Clad Pipe depende en gran medida, de que se puedan reducir los costos iniciales de inversión, ya que actualmente el costo de esta tubería es seis a diez veces mayor que el de una tubería convencional de acero al carbono. Sin embargo los altos costos de inversión pueden ser compensados con el abatimiento de los costos de operación durante la vida de producción, tal y como se muestra en la sección 5.13.
- El uso de Clad Pipe en México no se ha generalizado en proyectos costa afuera debido a la incertidumbre que existe en algunos aspectos relacionados con su instalación, mantenimiento y reparación in situ. Sin

embargo existen nuevas tecnologías y métodos de inspección y mantenimiento para Clad Pipe, que están siendo utilizados con éxito en líneas de transporte de hidrocarburos de algunos desarrollos petroleros en África.[75]

- El uso de Clad Pipe en México está sujeto a la asimilación y adecuación de las normas internacionales y extranjeras existentes, para lograr la elaboración de una nueva norma de referencia nacional y/o la adaptación de las normas de referencia nacionales vigentes. Lo anterior con la finalidad de incluir a Clad Pipe como una alternativa para el transporte de hidrocarburos en proyectos de la Industria Petrolera Nacional.

7 Observaciones

- El uso de un revestimiento de aleación resistente a la corrosión en el interior de tubería de acero al carbono convencional, mejora sustancialmente el ciclo de vida en servicio de los oleogasoductos, gasoductos y oleoductos.
- La selección de tubería Clad Pipe para nuevos desarrollos petroleros en el Golfo de México depende en mayor medida de aspectos de costo-beneficio y considera todos los criterios establecidos en este trabajo.
- A mediano y largo plazo, debido a la creciente demanda energética tanto nacional como internacional, será necesaria la explotación de nuevos yacimientos con condiciones más demandantes y por lo tanto, la utilización de tubería Clad Pipe.
- Es necesario adecuar las normas y estándares extranjeros mencionados en este trabajo, para la elaboración de una norma de referencia nacional que incluya el uso de Clad Pipe.

8 Recomendaciones

- Promover la realización de estudios sobre nuevas tecnologías de inspección y reparación de tubería Clad Pipe in situ.
- Diseñar un protocolo de pruebas de aceptación de tubería Clad Pipe para el manejo y transporte de hidrocarburos sin acondicionamiento.
- Promover la cooperación por parte de los operadores para compartir experiencias y lecciones aprendidas de la instalación, inspección y reparación in situ de tubería Clad Pipe.
- Desarrollar metodologías para la estimación de los costos de inversión CAPEX y los costos de operación OPEX, en proyectos donde las características de los fluidos y las condiciones de operación demanden el uso de tubería Clad Pipe.
- Promover la adecuación de normatividad nacional para la incorporación de Clad Pipe dentro de las alternativas que tiene Petróleos Mexicanos para el manejo y transporte de hidrocarburos costa afuera en el Golfo de México.
- Difundir los criterios desarrollados en el presente trabajo para justificar la selección de tubería Clad Pipe para el manejo y transporte de hidrocarburos en el Golfo de México.

9 Referencias

1. *API Specification 5LD. Specification for CRA Clad or Lined Steel Pipe*. 2009: USA.
2. *Prospectiva del Petróleo Crudo 2008-2017*, SENER. 2008: México.
3. Lajous, A. *Prospectiva petrolera a 2025, Economía UNAM*. 2011: UNAM. P.p. 78-90.
4. Ruschau, G.R., and Al-Anezi, M.A. *Oil and Gas Exploration and Production in the US, Corrosion Cost*. 2000: USA. www.corrosioncost.com.
5. *Clad pipes: Growing market increasing requirements*. Stainless Steel World. January-February 2008. P.p. 18-21.
6. *Clad Steel Plate*. 2010, JFE Steel Corporation.
7. *Estrategia Nacional de Energía 2012-2026*, SENER. 2012: México.
8. Barranco-Cicilia, F., *Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas, Academia de Ingeniería*. 2012: Mexico.
9. Cohen, D.M., *The future of exploration*. Offshore Technology Conference Newspaper, 2010. P.p. 21.
10. Puente, P.G. y Collado, C., *Análisis Directo de Corrosión Interna para Sistemas de Ductos de Flujo Multifásico. Primera Conferencia y Exhibición Internacional Petrolera*, SPE International. 2006: Cancún, Quintana Roo.
11. Baboian, R., *Corrosion Tests and Standards: Application and Interpretation*. 2nd ed. 2005: ASTM.
12. Hernández, P., et al., *Materiales y Corrosión en Sistemas Submarinos para la Explotación de Campos en Aguas Profundas. Reporte TRANSF-MAT-03-2009, Confidencial IMP*. 2010: Instituto Mexicano del Petróleo.
13. *NACE 1F192. Use of Corrosion-Resistant Alloys in Oilfield Environments* 2000: NACE International.
14. *NACE 1F196. Survey of CRA tubular usage*. 2009: NACE International. Houston, Texas.
15. *API Specification 5L. Specification for Line Pipe*. 2007: USA.

16. *API Specification 5LC. Specification for CRA Line Pipe*. 1998: USA.
17. *The Economic Impacts of GOM Oil and Natural Gas Development on the U.S. Economy*. 2010, Quest-Offshore.
18. *Environmental, Health, and Safety Guidelines for Offshore Oil and Gas Development*. 2007, International-Finance-Corporation.
19. *Concepto de Aguas Profundas*, 2011. Disponible en el sitio web: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=11300&contentid=17758#1>.
20. *Retos en el desarrollo y Explotación de Campos en Aguas Profundas en la Región Marina Suroeste*. 2009: PEMEX.
21. *Volúmenes de Producción* 2012; disponible en: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11895>.
22. Richardson, E., et al., *Deepwater Gulf of Mexico 2008: America's Offshore Energy Future*. 2008: USA.
23. *ISO 15156. Materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production*. 2009: USA.
24. Papavinasam, S., *Effect of hydrocarbons on the internal corrosion of oil and gas pipelines*. Corrosion 2007. P.p. 704-712.
25. *PREDICT TM 4.0 User's Guide. Program for Evaluation and Determination of Corrosion in Steels*. 2005: Honeywell-International-Inc.
26. *ISO 21457. Materials Selection and Corrosion Control for Oil and Gas Production Systems*. 2010: BSI Standards.
27. Zárate, G. Z., *Guía de prácticas para el laboratorio de crudos y aguas*. 2005.
28. Grieb, T., et al., *Effects of Subsea Processing on Deepwater Environments in the Gulf of Mexico. Report MMS 2008-022*. 2008.
29. Eckert, R., *Field guide for investigating internal corrosion of pipeline*. 2003: NACE.

30. Nesic, S., *Key issues related to modeling of internal corrosion of oil and gas pipelines - A review*. Corrosion Science, 2007. (4308-4338).
31. *ISO 10423 / API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*. 2009.
32. Hernández, P., et al. , *Guía práctica para la utilización del software PREDICT™ 4.0 (Programa para la evaluación y determinación de corrosión en aceros)*. Reporte TRANSF-MAT-04-2009. 2011: Instituto Mexicano del Petróleo.
33. *SÓCRATES TM 8.0 User's Guide. Selection of Corrosion Resistant Alloys through Environment Specifications*. 2005: Honeywell International Inc.
34. Hernández, P., et al., *Tecnologías para el Control y Seguimiento de la Corrosión en la Producción de Hidrocarburos. Confidencial IMP*. 2010: Instituto Mexicano del Petróleo.
35. *Norsok M-506. CO2 corrosion rate calculation model*. 2005: Noruega.
36. Nyborg, R. *Overview of CO2 Corrosion Models for Wells and Pipelines, Paper 02233. Corrosion*. 2002: NACE International.
37. Hernández, P., *Estrategias para la Prevención contra la Corrosión en Aguas Profundas. Seminario del Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas*. 2010: Instituto Mexicano del Petróleo.
38. Marsh, J. & Teh, T., *Conflicting Views: CO2 Corrosion Models, Corrosion Inhibitor Availability Philosophies and the Effect on Subsea Systems and Pipeline Design*. SPE International: 2007 (109209).
39. Hernández, P., et al., *Best Practices and Lessons Learned from Corrosion Management during Deepwater Production in the GoM - An Operator's Vision*. Reporte MAT-REP-001, Confidencial IMP. 2008: Instituto Mexicano del Petróleo.
40. *NACE RP0403. Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking*. 2003: NACE.

41. *Guidelines for materials selection and corrosion control for subsea oil and gas production equipment. Publication 194.* The Engineering Equipment and Materials Users Association. 2004.
42. Goldsmith, R., et al., *Lifecycle Cost of Deepwater Production Systems. Offshore Technology Conference.* 2001: Houston, Texas.
43. Carimalo, F., et al., *Flow Modeling to reduce CAPEX y OPEX on wet gas pipeline system. International Gas Union Research Conference.* 2008.
44. BBC, *El derrame del Golfo de México en cifras.* 2010.
45. *Sumitomo Products for the Oil and Gas Industries.* 2011, Sumitomo: Japón.
46. *Norsok M-001. Materials Selection.* 2007, NORSOK: Noruega.
47. *DNV-OS-F101. Submarine Pipeline Systems.* 2010, DNV: Noruega.
48. Smith, C., et al., *Coatings for Corrosion Protection: Offshore Oil and Gas Operation Facilities, Marine Pipeline and Ship Structures.* 2004, NIST: USA.
49. Boehm, P., et al., *Deepwater Program: Literature Review, Environmental Risk of Chemical Products used in Gulf of Mexico Deepwater Oil & Gas Operations, Report MMS 2001-01.* 2001.
50. Hernández, P., et al., *Lineamientos y Criterios para definir una Metodología para la Prevención, Control y Mitigación de la Corrosión en Aguas Profundas. Reporte MAT-REP-05-2009, Confidencial IMP.* 2009: Instituto Mexicano del Petróleo.
51. Urband, B.E., *CRA Clad Downhole Tubing - An economical enabling technology. National Drilling Technical Conference.* 2001, AADE.
52. Reichel, T., J. Beissel, and V. Pavlyk, *Production of metallurgical clad pipes for high end applications in the oil & gas industry, in International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering 2008, OMAE.* P.p. 179-186.

53. *NRF-001-PEMEX-2007. Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos*. 2007: PEMEX.
54. Blechinger, B., *Butting Reference List*. 2012.
55. Montague, P., *Cladtek Reference List*. 2012.
56. *Clad Steel Plate From Japan*. 2007: U.S. International Trade Commission.
57. *Eisenbau-Krämer Reference List*. 2011.
58. *Roll-bonded Clad plates*. 2011: Voestalpine.
59. *Fabrication experience of Clad Steel Pipe, Confidential*. 2012, Japan Steel Works.
60. Smith, L.M. and M. Celant, *Cladding Technology*. 2000: CASTI.
61. Matsubara, Y., A. Takeya, and S. Miyata, *Clad Pipe*. 2005: USA.
62. Matsubara, Y., A. Takeya, and S. Miyata, *Clad pipe*, J.S. Corporation, Editor. 2007: Japan.
63. Tither, G., Mercer, A.D., *New developments in stainless steel for resistance to corrosion in seawater corrosion systems*. 1990.
64. *AWS D1.1/D1.1M Structural Welding Code—Steel*. 2004, AWS.
65. Filaferro, F., *Gieminox Reference List*. 2012.
66. Shepherd, D., *Proclad Reference List*. 2012.
67. *Tectubi Raccordi Reference List*. 2012.
68. *Cladtek Reference List*. 2011.
69. *Advances in Corrosion Protection Technologies, Technical Insights*. 2007: Frost & Sullivan.
70. *API Specification 5LD- PGH, Specification for CRA or Lined Steel. Purchasing Guidelines Handbook*. 2009: API.
71. Greenberg, J., *2011 Survey of Worldwide Offshore Pipeline Installation & Burial Contractors & Vessels - Beach to Ultra-Deepwater*. 2011: Offshore Magazine.

72. Hernández, P., et al., *Participación de las especialidades de materiales y corrosión dentro del proceso FEL-VCD. Reporte TRANSF-MAT-01-2009*. 2009: Instituto Mexicano del Petróleo.
73. Bellarby, J., *Material Selection. Developments in Petroleum Science, Well Completion Design*. 2009. P.p. 433–472
74. *Corrosion of pipeline components* 2012, Middle East Oil and Gas. GDS publishing.
75. Parrilha, R., *CRA Clad pipe in the GOM*. 2012: Bureau Veritas.